

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y
PETRÓLEOS**

**ESTUDIO PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN
MEDIANTE ANÁLISIS NODAL EN POZOS CON SISTEMA BES DEL
BLOQUE 57**

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO EN PETRÓLEOS
OPCIÓN: TRABAJO TÉCNICO - EXPERIMENTAL**

ANYELO DANIEL GAONA CASTRO
anyelo.gaona@epn.edu.ec

DIRECTOR: MSC. ING. VINICIO RENÉ MELO GORDILLO
vinicio.melo@epn.edu.ec

Quito, mayo 2019

DECLARACIÓN

Yo, Anyelo Daniel Gaona Castro, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

ANYELO DANIEL GAONA CASTRO

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Anyelo Daniel Gaona Castro, bajo mi supervisión.

**MSC. ING. VINICIO MELO G.
DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN**

AGRADECIMIENTOS

Agradezco primeramente a mis padres Angelino Gaona y Blanca Castro que me han sabido guiar y motivar en todos los momentos de mi vida, que siempre me supieron entender y han sido pacientes conmigo en la culminación de mi etapa universitaria.

A mi hermana Karina Gaona que siempre me ha brindado su apoyo en todos los momentos y acontecimientos importantes de mi vida.

A mis docentes de la Escuela Politécnica Nacional, que han sabido impartir sus conocimientos, brindando una amistad verdadera y tratando siempre de formarnos con ética profesional para ser mejores personas.

A mi director, el ingeniero Vinicio Melo, que me brindó su confianza y me apoyó en las situaciones más críticas en la realización de este trabajo.

Al Sr. Miguel Vaca por el apoyo y ayuda que me ha brindado durante mi carrera universitaria.

Al Dr. Mauricio Espinel por todo el apoyo y la ayuda que me ha brindado durante gran parte de mi etapa universitaria.

A Stefany Jijón que en los últimos meses ha sido parte importante en mi vida, que me ha abierto su corazón y me ha apoyado de todas las formas posibles.

A las autoridades e ingenieros de Petroamazonas EP, que supieron brindarme todas las facilidades para obtener toda la información necesaria para la realización de este trabajo.

A mis amigos y demás familiares que siempre se han preocupado por mí y que han estado presentes en toda mi vida.

A todas y cada una de las personas que han sido parte importante de mi vida, comparto este gran logro.

Daniel Gaona

DEDICATORIA

Este trabajo está especialmente dedicado a mis padres, hermana y sobrina, porque son el pilar fundamental de mi vida y el ejemplo que todo hijo ansiaría tener, los quiero más que a nada en el mundo.

Daniel Gaona

CONTENIDO

DECLARACIÓN	II
CERTIFICACIÓN	III
CONTENIDO.....	VI
RESUMEN	XII
PRESENTACIÓN	XIII
CAPÍTULO 1: MARCO TEÓRICO.....	1
1.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL BLOQUE 57	1
1.1.1 ACTIVO LIBERTADOR	2
1.1.1.1 Características de los Reservorios.....	3
1.1.2 ACTIVO SHUSHUFINDI	4
1.1.2.1 Características de los Reservorios.....	5
1.2 GENERALIDADES DEL CAMPO EN ESTUDIO	6
1.2.1 HISTORIA DEL CAMPO	7
1.2.2 GEOLOGÍA Y GEOFÍSICA DEL CAMPO	8
1.2.3 POES Y RESERVAS	8
1.3 DESCRIPCIÓN DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	9
1.3.1 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO	9
1.3.2 EL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE Y SUS COMPONENTES	10
1.3.2.1 Componentes del Equipo de Subsuelo	11
1.3.2.2 Componentes del Equipo de Superficie	14
1.3.3 APLICACIÓN DEL SISTEMA BES.....	15
1.3.4 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL SISTEMA BES.....	15
1.3.4.1 Ventajas.....	15
1.3.4.2 Desventajas.....	16
CAPÍTULO 2: METODOLOGÍA Y SELECCIÓN DE LOS POZOS	17
2.1 INTRODUCCIÓN	17
2.2 METODOLOGÍA	17
2.2.1 SELECCIÓN DE LOS POZOS.....	18
2.2.2 ANÁLISIS NODAL EN LOS POZOS SELECCIONADOS	18
2.2.3 ANÁLISIS DE RESULTADOS	19
2.2.4 ESTUDIO ECONÓMICO.....	19
2.2.5 CONCLUSIONES.....	19
2.3 SELECCIÓN DE LOS POZOS.....	19
2.4 ANÁLISIS NODAL	20
2.4.1 SECUENCIA DE CÁLCULO	21
2.4.1.1 IPR Compuesto	22
2.4.1.2 Análisis de las Bombas Electrosumergibles.....	25
2.4.2 INFORMACIÓN REQUERIDA	28

CAPÍTULO 3: ANÁLISIS NODAL E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS EN LOS POZOS SELECCIONADOS	29
3.1 RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN	29
3.2 ANÁLISIS NODAL A LOS POZOS SELECCIONADOS.....	29
3.2.1 ANÁLISIS POZO DRAGO 1.....	30
3.2.2 ANÁLISIS POZO DRAGO 2.....	32
3.3.3 ANÁLISIS POZO DRAGO 3.....	35
3.3.4 ANÁLISIS POZO DRAGO 4.....	37
3.3.5 ANÁLISIS POZO DRAGO 5.....	40
3.3.6 ANÁLISIS POZO DRAGO 6.....	42
3.3.7 ANÁLISIS POZO DRAGO 7.....	45
3.3.8 ANÁLISIS POZO DRAGO 8.....	48
3.3.9 ANÁLISIS POZO DRAGO 9.....	51
3.3.10 ANÁLISIS POZO DRAGO 10.....	54
3.3 ANÁLISIS DE RESULTADOS	57
CAPÍTULO 4: ANÁLISIS TÉCNICO - ECONÓMICO DE LAS ALTERNATIVAS DE OPTIMIZACIÓN	60
4.1 ANÁLISIS TÉCNICO.....	60
4.2 ANÁLISIS ECONÓMICO	61
4.2.1 MÉTODOS DE VALORACIÓN DE PROYECTOS	61
4.2.1.1 Valor actual neto (VAN).....	61
4.2.1.2 Tasa interna de retorno (TIR).....	62
4.2.1.3 Relación Beneficio-Costo (B/C).....	63
4.2.1.4 Período de recuperación de la inversión (PRI).....	63
4.3 COSTOS OPERACIONALES	64
4.3.1 INGRESOS	64
4.3.2 EGRESOS	66
4.4 ESCENARIOS DE APLICACIÓN DEL PROYECTO.....	66
4.5 RESUMEN DE LAS CONSIDERACIONES PARA LA EVALUACIÓN ECONÓMICA.....	66
4.6 RESULTADOS DEL ANÁLISIS ECONÓMICO	67
4.7 ANÁLISIS DE RESULTADOS	69
CAPÍTULO 5: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	70
5.1 CONCLUSIONES	70
5.2 RECOMENDACIONES.....	71
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	72
ANEXOS	76

ÍNDICE DE TABLAS

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
1.1	Campos del Bloque 57	2
1.2	Producción del Activo Shushufindi a Julio 2018	4
1.3	Reporte de producción hasta Julio 2018	6
1.4	POES y reservas de los reservorios del Campo Drago	8
2.1	Pozos seleccionados para el estudio	20
2.2	Correlaciones utilizadas en Well Perform	26
2.3	Datos para las hojas de cálculo Excel	28
3.1	Información del pozo DRAGO 1	30
3.2	Pronóstico de producción DRAGO 1	32
3.3	Información actual del pozo DRAGO 2	33
3.4	Pronóstico de producción DRAGO 2	35
3.5	Información del pozo DRAGO 3	35
3.6	Pronóstico de producción DRAGO 3	37
3.7	Información del pozo DRAGO 4	37
3.8	Pronóstico de producción DRAGO 4	39
3.9	Información del pozo DRAGO 5	40
3.10	Pronóstico de producción DRAGO 5	42
3.11	Información del pozo DRAGO 6	43
3.12	Pronóstico de producción DRAGO 6	45
3.13	Información del pozo DRAGO 7	45
3.14	Pronóstico de producción DRAGO 7	48
3.15	Información del pozo DRAGO 8	49
3.16	Pronóstico de producción DRAGO 8	51
3.17	Información actual del pozo DRAGO 9	52
3.18	Pronóstico de producción DRAGO 9	54
3.19	Información actual del pozo DRAGO 10	54
3.20	Pronóstico de producción DRAGO 10	57
3.21	Resultados del análisis nodal	57
3.22	Análisis comparativo	59
4.1	Resultados de la optimización	60
4.2	Costos estimados para cambio de bomba	64
4.3	Declinación mensual	65
4.4	Precios estimados del barril de crudo	66

ÍNDICE DE FIGURAS

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
1.1	Ubicación del Bloque 57	1
1.2	Mapa estructural tope arenisca U Inferior	7
1.3	Equipos de subsuelo y superficie	10
1.4	Curva de rendimiento	12
2.1	Diagrama conceptual de la metodología	17
2.2	Ubicación de los nodos en un pozo	21
2.3	Curva IPR Compuesta	22
3.1	Curva inflow y outflow del pozo DRAGO 1	31
3.2	Curva de rendimiento de la bomba TD1000	32
3.3	Curva inflow y outflow del pozo DRAGO 2	34
3.4	Curva de rendimiento de la bomba TD1750	34
3.5	Curva inflow y outflow del pozo DRAGO 3	36
3.6	Curva de rendimiento de la bomba TE2700	36
3.7	Curva inflow y outflow del pozo DRAGO 4	38
3.8	Curva de rendimiento de la bomba TD1750	39
3.9	Curva inflow y outflow del pozo DRAGO 5	41
3.10	Curva de rendimiento de la bomba D1050N	41
3.11	Curva inflow y outflow del pozo DRAGO 6	44
3.12	Curva de rendimiento de la bomba TD1750	44
3.13	Curva inflow y outflow del pozo DRAGO 7	46
3.14	Curva de rendimiento de la bomba D1150N	47
3.15	Curva de rendimiento de la bomba D460N	48
3.16	Curva inflow y outflow del pozo DRAGO 8	50
3.17	Curva de rendimiento de la bomba DN1750	50
3.18	Curva de rendimiento de la bomba R3SPHB	51
3.19	Curva inflow y outflow del pozo DRAGO 9	53
3.20	Curva de rendimiento de la bomba TE2700	53
3.21	Curva inflow y outflow del pozo DRAGO 10	55
3.22	Curva de rendimiento de la bomba WD-3000	56
3.23	Curva de rendimiento de la bomba D1050N	56
3.24	Estadística de operación de los equipos BES	58
3.25	Pronóstico de producción total	58
4.1	Período de recuperación de la inversión a 23.04 USD	67
4.2	Período de recuperación de la inversión a 60.82 USD	68
4.3	Período de recuperación de la inversión a 68.02 USD	68

SÍMBOLOGÍA

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
A	Amperios, unidad de intensidad de corriente eléctrica	
BAPD	Barriles de agua por día	L ³ /t
bbI	Barriles.	L ³
B/C	Relación beneficio-costo	
BFPD	Barriles de fluido por día (agua y petróleo)	L ³ /t
B _g	Factor volumétrico del gas	
B _o	Factor volumétrico del petróleo	
BSW	Contenido de agua libre y sedimentos	
BPD	Barriles por día	L ³ /t
BPPD	Barriles de petróleo por día	L ³ /t
c _o	Compresibilidad del petróleo	(M/Lt ²) ⁻¹
f _o	Fracción de petróleo	
ft	Pie, unidad de longitud	L
f _w	Fracción de agua	
GIP	Porcentaje de gas en la bomba	
GLR	Relacion gas-liquido	
GOR	Relación gas-petróleo	
h	Cabeza por etapa	
Hz	Hertzios, unidad de frecuencia	t ⁻¹
HP	Horsepower (caballos de fuerza)	L ² M/t ³
hp	Caballos de fuerza por etapa	
ID	Diámetro interno de una tubería	L
in	Pulgada, unidad de longitud	L
IP o J	Índice de productividad	L ⁴ t/M
k	Permeabilidad	L ²
km	Kilómetros	L
lbm	Libras masa	M
MD	Profundidad medida	L
md	Milidarcys (0.001 darcys)	L ²
OD	Diámetro externo de una tubería	L
P _b	Presión de burbuja, psi	M/Lt ²
PIP o P ₃	Presión de entrada a la bomba	M/Lt ²
POES	Petróleo original en sitio	L ³
Ppm	Partes por millón	
P _r	Presión de reservorio	M/Lt ²
PRI	Período de recuperación de la inversión	
psi	Libras fuerza por pulgada cuadrada	M/Lt ²
psig	Libras fuerza por pulgada cuadrada manométricas	M/Lt ²
P _{wf}	Presión de fondo fluyente	M/Lt ²
P _{wfC} , P _{wfD} ,	Presiones de fondo a diferentes puntos dentro de la curva IPR	M/Lt ²
P _{wG}	compuesta	
P _{wh}	Presión en la cabeza del pozo	M/Lt ²
P ₂	Presión de descarga de la bomba	M/Lt ²

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
Q_b	Caudal a la presión de burbuja	L^3/t
$Q_{omáx}$	Caudal de petróleo máximo	L^3/t
Q_t	Caudal total	L^3/t
$Q_{tmáx}$ o AOF	Caudal total máximo	L^3/t
$Q_{wmáx}$	Caudal de agua máxima	L^3/t
Q_{sc}	Caudal a condiciones estándar	L^3/t
RPM	Revoluciones por minuto	
R_s	Razón gas disuelto – petróleo (solubilidad del gas en el petróleo)	
S	Daño	
scf	Pies cúbicos estándar (Standard cubic feet)	L^3
S_t	Etapas	
STB	Barril estándar (Stock tank barrel)	L^3
T	Temperatura	T
TDH	Columna dinámica total	L
TIR	Tasa interna de retorno	
T_m	Temperatura del motor	T
T_r	Temperatura de reservorio	T
T_{wf}	Temperatura de fondo	T
T_{wh}	Temperatura en la cabeza del pozo	T
USD	Dólares de Estados Unidos de América	
V	Capacidad o volumen de fluido producido	L^3/t
V	Voltaje, unidad de potencia eléctrica	
VAN	Valor actual neto	
VF	Factor de volumen	
WOR	Relación agua petróleo	L^3/L^3
z	Factor de desviación del gas	
γ_f	Gravedad específica del fluido	
γ_g	Gravedad específica del gas	
γ_{osc}	Gravedad específica del petróleo a condiciones estándar	
γ_{wsc}	Gravedad específica del agua a condiciones estándar	
μ_g	Viscosidad del gas	M/Lt
μ_o	Viscosidad del petróleo subsaturado	M/Lt
μ_{ob}	Viscosidad del petróleo saturado	M/Lt
μ_{od}	Viscosidad del petróleo muerto	M/Lt
μ_w	Viscosidad del agua	M/Lt
ρ_{fsc}	Densidad del fluido a condiciones estándar	M/L^3
ρ_{gsc}	Densidad del gas a condiciones estándar	M/L^3
ρ_o	Densidad del petróleo	M/L^3
Δ	Variación	
°API	Gravedad API del petróleo	
°F	Grados Fahrenheit	
%	Tanto por ciento	

RESUMEN

Se realizó una evaluación mediante análisis nodal al sistema de levantamiento artificial por Bombeo Electrosumergible (BES) a pozos pertenecientes al Bloque 57 del Oriente Ecuatoriano, operado por PETROAMAZONAS EP, y en varios casos se propuso el redimensionamiento del equipo BES o variación de los parámetros de operación, con la propósito de preservar la integridad de los equipos, aprovechar el potencial de producción de cada uno de los pozos e aumentar la producción de petróleo de los pozos escogidos para el estudio.

En el primer capítulo se realiza una breve reseña de las características del Bloque 57, como ubicación y campos petroleros que conforman el mismo. Además, se describe de manera resumida el área en donde se realizará el estudio, en este caso los pozos pertenecientes al Campo Drago que producen bajo el sistema BES. Finalmente se describen los fundamentos teóricos del bombeo electrosumergible y sus principales componentes.

El segundo capítulo está conformado por una explicación de la metodología que se va a desarrollar para lograr los objetivos planteados, fundamentos teóricos y procedimiento a seguir para efectuar un correcto análisis nodal a los pozos que producen mediante BES. Asimismo, se realiza un estudio técnico para el escogimiento de los pozos, tomando en consideración los historiales de producción y workovers realizados. .

El tercer capítulo consta de los cálculos correspondientes al análisis nodal de cada pozo considerado para el estudio. Además, se exponen tablas con los resultados obtenidos tras haber realizado el análisis, gráficas de Inflow/Outflow, gráficos de la curva de rendimiento de cada una de las bombas electrosumergibles instaladas detallando su punto operativo. Asimismo, se realiza un estudio técnico de los resultados obtenidos para seleccionar la mejor alternativa que permita optimizar la producción de cada uno de los pozos.

El cuarto capítulo está constituido por el análisis técnico – económico del proyecto, basado en los resultados obtenidos para cada pozo analizado en el tercer capítulo. Para la elaboración del análisis económico se establecen posibles propuestas y se toman ciertos parámetros importantes que permiten valorar la viabilidad del proyecto. Para esto se hace uso de indicadores económicos que determinen la rentabilidad o no del proyecto.

Las conclusiones y recomendaciones se presentan en el quinto capítulo, conforme al análisis realizado en el cuarto capítulo.

PRESENTACIÓN

Este trabajo se constituye en un estudio de la escenario actual de los pozos que producen bajo el sistema BES, y, cuyo potencial de producción es económicamente rentable de acuerdo al precio actual del petróleo y la manera de aprovecharlo es por medio de la optimización de los equipos electrosumergibles que se encuentran trabajando fuera de los rangos de operación óptimos.

El Bloque 57 con sus respectivos Activos y Campos, se encuentra actualmente en su etapa de madurez como Bloque, y debido a la situación económica del país, se requiere implementar nuevos métodos o maneras que permitan incrementar la producción de hidrocarburos y con ello generar ganancias para el Estado Ecuatoriano.

Actualmente el sistema BES, es el sistema de levantamiento artificial más usado en los campos petroleros del Oriente Ecuatoriano para la extracción de petróleo, debido a su alta efectividad y capacidad de levantar altos caudales de fluido. Sin embargo, debido a factores como tiempo de producción, aumento del corte de agua, caída de la presión de reservorio, etc., han hecho que la producción decaerá y con ello generando que los equipos BES operen fuera de los límites permisibles, por lo cual existe la necesidad de realizar estudios para la optimización de la producción. La base teórica para realizar el análisis nodal a los pozos del Bloque 57 es el desarrollado por Kermit Brown, el mismo que está orientado al redimensionamiento de las bombas independientemente del tipo de fabricante de la bomba electrosumergible.

Se toma al Campo Drago como punto de estudio debido a la disponibilidad de información que la empresa estatal PETROAMAZONAS EP supo proporcionar mediante un convenio de confidencialidad firmado, además que este campo se encuentra dentro del Bloque 57. Este campo cuenta con 38 pozos que producen mediante el sistema BES y 2 pozos con bombeo hidráulico tipo Jet. Sus principales reservorios productores son las areniscas Basal Tena, U Superior, U Inferior, T Superior, T Inferior y Hollín Superior.

Los pozos seleccionados para realizar el estudio van a tomar nombres genéricos por pedido de PETROAMAZONAS EP debido a la exposición de la información que se realiza, es así que ahora los pozos se conocerán como: DRAGO 1, DRAGO 2, DRAGO 3, DRAGO 4, DRAGO 5, DRAGO 6, DRAGO 7, DRAGO 8, DRAGO 9, DRAGO 10, todos ellos produciendo del reservorio U inferior.

Con el análisis nodal realizado a cada uno de estos pozos se generarán varias alternativas para incrementar la producción, pero por medio de una evaluación técnica - económica se decidirá cuál es la mejor opción a implementar. Finalmente se establecen las conclusiones y recomendaciones a ser consideradas para implementar en el proyecto.

CAPÍTULO 1

MARCO TEÓRICO

1.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL BLOQUE 57

El Bloque 57, Shushufindi – Libertador está localizado en la provincia de Sucumbios, al norte de la Cuenca Oriente Ecuatoriana como lo muestra la figura 1.1, conformado en gran parte por los Activos Shushufindi y Libertador además de cierta parte del Activo Lago Agrio, los mismos que están conformados por diferentes campos como se muestra en la tabla 1.1.

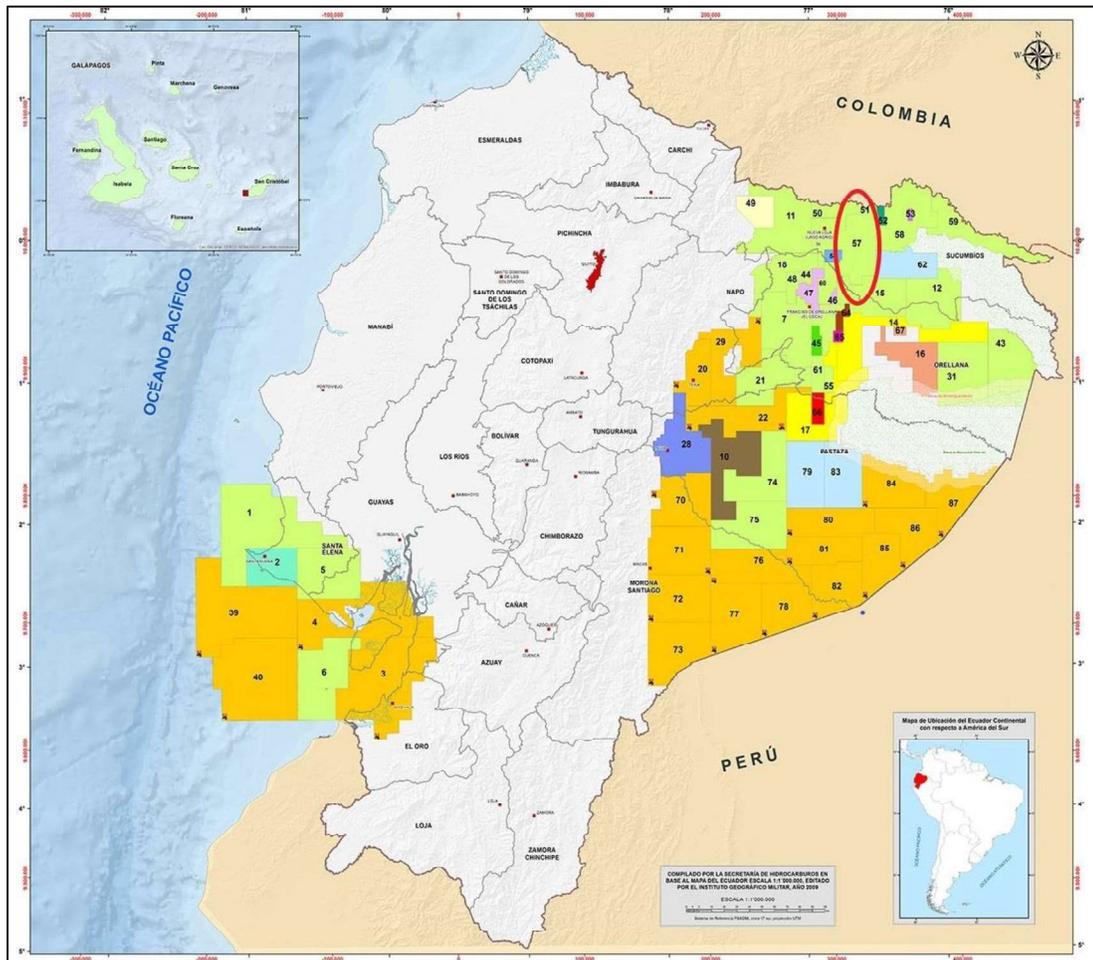


FIGURA 1.1. UBICACIÓN DEL BLOQUE 57

Fuente: SECRETARÍA DE HIDROCARBUROS, 2017

Elaboración: Gaona, 2019

El Bloque 57 se encuentra limitado de la siguiente manera:

- Norte: Limita con Colombia y el Bloque 51.
- Sur: Limita con el Bloque 15.
- Este: Limita con los Bloques 52, 58 y 62.
- Oeste: Limita con los Bloques 56, 54 y 60.

TABLA 1.1. CAMPOS DEL BLOQUE 57

ACTIVO	CAMPO
Libertador	Arazá
	Atacapi
	Carabobo
	Frontera
	Libertador
	Pacayacu
	Pichincha
	Secoya
	Shuara
	Shushuqui
	Tapi
	Tetete
Shushufindi	Aguarico
	Aguarico Oeste
	Cobra
	Condorazo
	Condorazo Sureste
	Drago
	Drago Este
	Drago Norte
	Shushufindi
	Shushufindi - Aguarico
Lago Agrio	Dureno
	Guanta
	Guanta-Dureno
	Parahuacu
	Parahuacu Norte

FUENTE: SECRETARÍA DE HIDROCARBUROS, 2018

ELABORACIÓN: Gaona, 2019

1.1.1 ACTIVO LIBERTADOR

El Activo Libertador se encuentra localizado en la provincia de Sucumbíos perteneciente a la región Amazónica Ecuatoriana, descubierto por la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE) en el año de 1980. El Campo Libertador inició su producción en el año de 1982, después de diez años alcanzó su máxima

producción, llegando a un promedio de 56,651 BPPD, y a partir de agosto del año 1992 la producción comenzó a declinar. El 31 de enero del 2012 el gobierno Ecuatoriano firmó un contrato con Pardaliservices S.A (Tecpetrol, Schlumberger, Canacol y Sertecpet) para lograr incrementar la producción de los Campos Atacapi y Libertador (Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2014, p. 361).

La estructura del Campo Libertador tiene una forma de cajón con 4 subestructuras alineadas en dos ejes N-S. En el eje oriental se alinean las estructuras Pacayacu y Shuara, y en el occidental las estructuras Shushuqui y Secoya, fusionándose hacia el sur para conformar el periclinal Pichincha-Carabobo (Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2014). Esta estructura tiene una longitud de aproximadamente 21 km y 6 - 6.5 km de ancho.

1.1.1.1 Características de los Reservorios

Arenisca T Inferior

“Es una arenisca cuarzosa en secuencias grano decreciente de grano grueso a muy fino, con estratificación cruzada e intercalaciones lutáceas (...). Tiene un importante contenido de glauconita, la misma que aparece ya en la parte media y superior del cuerpo T Inferior” (Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2014, p. 365). Un espesor neto promedio de 30 pies con porosidades entre 10 y 18% y saturaciones de agua entre 7 y 50%

Arenisca T Superior

Arenisca cuarzo-glauconíticas de grano muy fino, masiva a onduladas, con bioturbaciones. Posee una presencia importante de cemento calcáreo. Muestra un espesor neto variable de 4 hasta 25 pies. La porosidad se encuentra en un rango de 8 a 12%. La saturación de agua muestra valores entre 20 y 50%. Las permeabilidades varían de 2.4 a 1,100 md (Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2014).

Arenisca U Inferior

Es una arena cuarzosa, en ciertas partes algo micáceo, grano decreciente, y estratificación cruzada a la base y laminada al tope. Exhibe un espesor promedio neto de 30 pies, porosidades entre 8 y 16%, saturación de agua entre 10 y 50% y permeabilidades que oscilan entre 6.6 y 3,221 md (Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2014).

Arenisca U Superior

Es una arenisca, con estratificación cruzada, planar, ondulada y en partes masiva hacia la base, con delgadas intercalaciones lutáceas y ocasionalmente delgados estratos calcáreos. Generalmente es una arenisca grano decreciente, sin embargo en partes se desarrollan parasecuencias grano-crecientes y en otras partes grano-crecientes en la parte inferior y grano-decrecientes en la mitad superior.

Presenta espesores netos que promedian los 18 pies, porosidad que varía considerablemente dependiendo del sector del campo: hacia el norte valores de 8 a 15%, mientras que hacia el sur tiene valores de 6 y 12%. La saturación de agua se encuentra en el rango del 15 al 45% y una permeabilidad que va desde 0.1 a 2,188 md (Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2014).

1.1.2 ACTIVO SHUSHUFINDI

El Activo Shushufindi se sitúa en la provincia de Sucumbíos en el Oriente Ecuatoriano a una distancia de 250 km al este de Quito y a 35 km al sur de la frontera con Colombia. Forma parte del Corredor Central Sacha-Shushufindi. El Activo se encuentra conformado por cuatro estructuras: Cobra, Condorazo, Shushufindi-Aguarico y Drago. En la tabla 1.2 se especifica la producción del Activo, y a continuación se resume los yacimientos potenciales y productores de petróleo.

TABLA 1.2. PRODUCCIÓN DEL ACTIVO SHUSHUFINDI A JULIO 2018

CAMPO	FLUIDO (BFPD)	NETO (BPPD)	AGUA (BAPD)	GRAV API °	BSW%
AGUARICO	51,678	9,327	42,351	28.2	82.0
COBRA	829	290	539	23.3	65.0
DRAGO	175	109	65	27.5	37.4
DRAGO ESTE	5,784	1,423	4,361	27.3	75.4
DRAGO NORTE	20,403	10,067	10,336	26.6	50.7
CENTRAL	38,854	8,437	30,417	28.6	78.3
NORTE	67,806	17,700	50,107	26.9	73.9
SUR	67,071	10,473	56,598	29.0	84.4
SUR OESTE	58,492	10,547	47,945	19.4	82.0
TOTAL	311,091	68,373	242,718		

FUENTE: PETROAMAZONAS EP, 2018

ELABORACIÓN: Gaona, 2019

- **Campo Shushufindi-Aguarico:** U, T y Basal Tena.
- **Campo Aguarico Oeste:** Hollín Superior, T Superior y Basal Tena.
- **Campo Drago, Drago Norte y Drago Este:** Hollín Superior, T Inferior, T Superior, U Inferior, U Superior y Basal Tena.
- **Campo Cobra:** Basal Tena.
- **Campo Condorazo:** T Inferior, T Superior, U Inferior y U Superior.
- **Campo Condorazo Sureste:** Hollín Superior, U Inferior y U Superior.

1.1.2.1 Características de los Reservorios

Basal Tena

Este reservorio presenta una estructura de grano decreciente, siendo un reservorio de menor importancia. Este reservorio presenta espesores de hasta 22 pies, con una porosidad de alrededor del 15% (Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2014).

Arenisca T

Esta arenisca es de grano medio a grueso con ocasionales finos, e idénticos minerales que la arenisca U, la matriz es caolinítica y en una baja proporción clorítica. Las partes donde existen altos valores de permeabilidad y porosidad por lo general se sitúan a la base. La permeabilidad absoluta varía entre 300 y 600 md (Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2014).

Arenisca T Inferior

Es una arenisca cuarzosa de grano fino a medio, bien sorteada, formándose paquetes de grano decreciente. La presencia de estratificación cruzada, láminas discontinuas de materia orgánica y doble capas de lodo indica un ambiente estuario, representando planicies arenosas. El espesor de este reservorio varía entre 14 a 127 pies con un engrosamiento hacia la parte central y sur del campo (Cisneros Zurita, 2017).

Arenisca T Superior

Es una arenisca que presenta lutitas negras con laminación que sobreyacen areniscas finas de ambiente de planicie arenosa de manera del Miembro Arenisca T Inferior subyacente. Se tienen paquetes de areniscas finas a medio color verde por la presencia de glauconita (Cisneros Zurita, 2017).

“La porosidad total, igual que en U, es intergranular y esporádicamente intragranular con un valor promedio del 18%, mientras que la porosidad efectiva es de alrededor del 15%” (Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2014, p. 349).

Arenisca U

Esta es una arenisca cuarzosa, con presencia ocasional de feldespatos y fragmentos líticos. Entre los minerales accesorios se encuentran circón, muscovita y glauconita. La caolinita es la arcilla que más predomina. Presenta cemento silíceo. La porosidad es intergranular y ocasionalmente intragranular por disolución de los feldespatos. Presenta una porosidad total promedio de alrededor del 19% y una porosidad efectiva del 15%, con una permeabilidad absoluta entre 250 y 400 md (Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2014).

Arenisca U Inferior

Es una arenisca de grano decreciente, a la base se observan areniscas de grano fino a medio, masivas, con estratificación cruzada. A lo largo del Campo Shushufindi-Aguarico la arenisca U Inferior aumenta de espesor hacia el sur del campo (Cisneros Zurita, 2017).

Arenisca U Superior

La base presenta areniscas con laminación y presencia de glauconita lo cual indica un ambiente shoreface. El espesor de este reservorio varía entre 37 y 107 pies (Cisneros Zurita, 2017).

El campo seleccionado para el estudio, es el Campo Drago, perteneciente al Activo Shushufindi del Bloque 57.

1.2 GENERALIDADES DEL CAMPO EN ESTUDIO

El Campo Drago, Drago Norte y Drago Este se encuentra localizado en la provincia de Sucumbíos al noreste del Campo Sacha y al oeste del Campo Shushufindi, en la Cuenca Oriente del Ecuador. Este Campo lo conforman dos diferentes estructuras llamadas Drago y Drago Norte-Este, en donde la estructura Drago se sitúa en el eje de la Cuenca Oriente, forma parte del corredor Sacha-Shushufindi ubicada en la provincia de Sucumbíos. La estructura Drago Norte-Este se localiza en la misma provincia de Sucumbíos a 194 km al este de la ciudad de Quito entre los Campos Sacha y Shushufindi.

Hasta julio de 2018 el Campo Drago produce de un total de 40 pozos, en donde se tiene produciendo 2 pozos mediante bombeo tipo Jet y 38 pozos con el sistema BES con un promedio de 11,500 BPPD como se puede constatar en la tabla 1.3. Del restante de pozos que el campo tiene, 4 están cerrados temporalmente, 1 cerrado definitivamente, 6 en reacondicionamiento y 3 reinyectores (Petroamazonas EP, 2017).

TABLA 1.3. REPORTE DE PRODUCCIÓN HASTA JULIO 2018

CAMPO	FLUIDO (BFPD)	PETRÓLEO (BPPD)	AGUA (BAPD)	°API	BSW%
DRAGO	175	109	65	27.5	37.4
DRAGO ESTE	5,784	1,423	4,361	27.3	75.4
DRAGO NORTE	20,403	10,067	10,336	26.6	50.7

FUENTE: PETROAMAZONAS EP, 2018

ELABORACIÓN: Gaona, 2019

En la figura 1.2, por medio del mapa estructural de la arena U Inferior, se puede apreciar la distribución de los pozos perforados en el Campo Drago

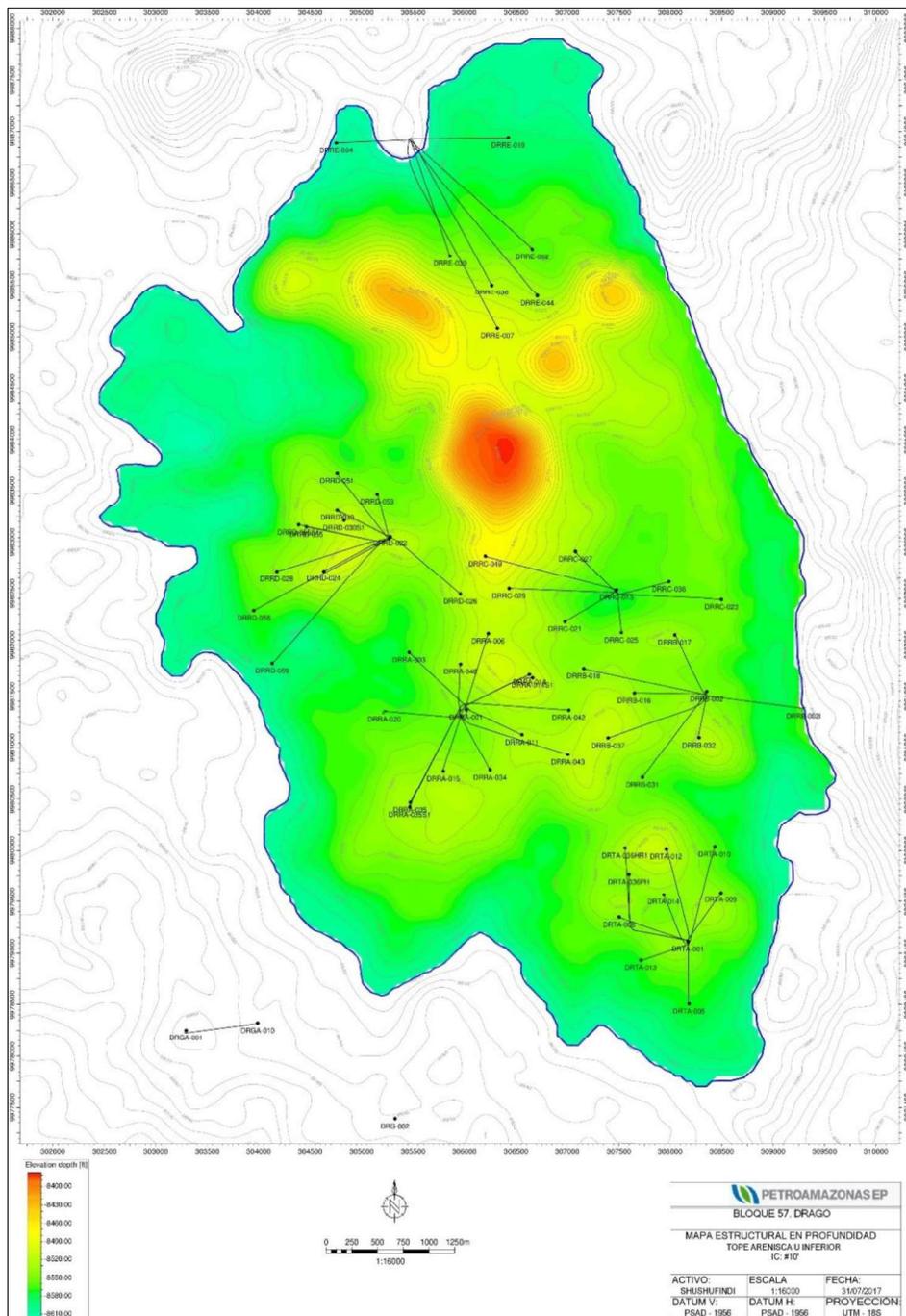


FIGURA 1.2. MAPA ESTRUCTURAL TOPE ARENISCA U INFERIOR

Fuente: PETROAMAZONAS EP, 2018

Elaboración: Área de Reservorios de Petroamazonas EP, 2017

1.2.1 HISTORIA DEL CAMPO

La estructura del Campo Drago, Drago Norte y Drago Este, era conocida inicialmente como el prospecto VISTA SUR, que fue definida por CEPE en el año 1972, mediante la interpretación de las líneas sísmicas 2D del sector, en el año

2006 PETROPRODUCCIÓN retoma el prospecto, mediante la interpretación del cubo sísmico 3D del área Shushufindi y le denomina Campo Drago. Esta estructura, fue descubierta en 2007 mediante la perforación exitosa del pozo exploratorio DRAGO 1, con un profundidad de 10,430 pies, las pruebas de producción del reservorio principal U Inferior, reportaron 879 BPPD, con 1% de BSW y 27.9° API. Posteriormente se han perforado pozos de avanzada y desarrollo, confirmando el potencial hidrocarburífero del campo, en los reservorios: Hollín Superior, T Inferior, T Superior, U Superior, U Inferior y Basal Tena (Petroamazonas EP, 2015).

1.2.2 GEOLOGÍA Y GEOFÍSICA DEL CAMPO

El Campo Drago, Drago Norte y Drago Este, se trata de una estructura anticlinal asimétrica, con un eje de dirección aproximada norte- sur, está constituida de tres altos principales, Drago al suroeste, Drago Norte al norte y Drago Este al sureste de la gran estructura. Es producto de la reactivación de fallas pre-Cretácicas, y de movimientos transcurrentes, y con la intrusión de cuerpos ígneos, dieron origen a esta estructura.

Esta estructura, esta influenciada, por la intrusión de tres cuerpos ígneos, uno de los cuales fue perforado por el pozo Vista-1, donde se evidencia que al norte, el intrusivo, transformó las unidades T y Hollín, los demás se presenta como silos, dividiendo en dos cuerpos al reservorio T (Petroamazonas EP, 2015).

1.2.3 POES Y RESERVAS

Este campo empezó su producción de hidrocarburos en el año 2007 con un estimado de 43 millones de barriles de crudo en reservas y hoy en día tienen una reserva de 42 millones de barriles, teniendo como principales reservorios productores a las areniscas Basal Tena, U Superior, U Inferior, T Superior, T Inferior y Hollín Superior. En la tabla 1.4 se puede apreciar los principales reservorios productores con el estimado en reservas y POES.

TABLA 1.4. POES Y RESERVAS DE LOS RESERVORIOS DEL CAMPO DRAGO

RESERVORIO	PETRÓLEO ORIGINAL IN SITU POES (bbl)	RESERVAS PROBADAS (1P) (bbl)	RESERVAS PROBADAS + PROBABLES (2P) (bbl)	RESERVAS PROBADAS + PROBABLES + POSIBLES (3P) (bbl)
BASAL TENA	7'650,536	103,922	103,922	103,922
U SUPERIOR	4'614,575	1'066,709	1'066,709	1'066,709
U INFERIOR	119'684,751	24'191,343	25'703,798	25'936,483
T SUPERIOR	23'717,321	2'335,119	2'335,119	2'335,119
T INFERIOR	99'618,482	8'535,006	11'240,842	11'732,812
HOLLÍN SUPERIOR	4'607,768	898,579	898,579	898,579
TOTAL	259'893,433	37'130,678	41'348,969	42'073,624

FUENTE: PETROAMAZONAS EP, 2017

1.3 DESCRIPCIÓN DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

En el año 1911, Arutunoff un ingeniero ruso de 18 años de edad inventó el primer motor eléctrico que operaba en el agua, y a través del agregado de una barrera y una bomba centrífuga al motor, inventó lo que hoy se conoce como bomba eléctrica sumergible. Arutunoff inmigró hacia los EE.UU en donde fundó la Dínamo Eléctrica Rusa de Arutunoff (la futura REDA) (von Flatern, 2015)

El sistema BES es talvez uno de los sistemas de levantamiento artificial más versátiles en la producción de petróleo. Las BES son usadas para producir una gran variedad de fluidos además del gas, químicos, y contaminantes comúnmente encontrados en estos fluidos. (Bradley, et al., 1992).

El levantamiento artificial por BES tiene como objetivo principal levantar el fluido desde el fondo del pozo hasta superficie, mediante la rotación centrífuga de los impulsores de la bomba, lo que hace que el fluido tenga que atravesar las etapas de los impulsores y pueda llegar hasta las instalaciones de recolección con la suficiente energía. El requerimiento de potencia por parte de la bomba es proporcionada por un motor eléctrico que está instalado en el fondo del pozo y que va acoplado al eje de la bomba. La corriente eléctrica se suministra desde superficie hasta el motor mediante un cable de potencia, el cual va fijado a la tubería de producción (tubing) (Arismendi, 2007).

La aplicación del sistema BES demanda de la comprensión y del conocimiento de las áreas de eléctrica y electrónica, con el objetivo de analizar y enfocar el sistema BES como un sistema integral en donde los parámetros del reservorio– pozo-equipos BES de fondo-equipos BES de superficie, están íntimamente relacionados y correlacionados. La excelente comunicación del personal del área de Electricidad – Electrónica con el personal del área de Ingeniería de Petróleo, junto a una excelente coordinación técnica son factores de vital importancia para poder optimizar el sistema BES y obtener largos tiempos de vida útil de los equipos (Ramírez, 2004).

1.3.1 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO

El principio de funcionamiento del sistema BES se fundamenta en la centrifugación de fluidos, donde el principio es transmitir en forma de presión, la energía de un motor eléctrico sumergible al fluido en el pozo. Una rotante gira a alta velocidad y expulsa el fluido hacia la periferia del rotor donde es ingresado en una tubería de descarga (Escalante, 2015).

Un sistema BES es una bomba centrífuga de múltiples etapas que se encuentran apiladas, en donde el número de etapas son determinadas en base a los requisitos operativos del pozo y el diseño de la completación. Cada etapa contiene un impulsor rotativo y difusores estacionarios diseñados para soportar el daño por abrasión o por corrosión. Cuando el fluido del pozo fluye hacia la primera etapa de la bomba, pasa a través de un impulsor y se centrifuga radialmente hacia afuera, adquiriendo energía cinética. La bomba centrífuga se acciona mediante un motor de inducción que puede alcanzar velocidades de operación de más de 5,000 RPM

siempre y cuando se utilice un variador de velocidad. Después de salir del impulsor, el fluido es forzado a hacer un giro brusco para ingresar en el difusor. A medida que atraviesa esta sección, el fluido se difunde, y la energía cinética se convierte en presión. El fluido que ahora posee una presión levemente más alta que cuando ingreso a la primera etapa, ingresa a la siguiente etapa de impulsor y difusor para reiterar el proceso, hasta pasar por todas las etapas, en donde adquiere la presión deseada o designada para llevar el fluido hasta superficie (von Flatern, 2015).

1.3.2 EL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE Y SUS COMPONENTES

El sistema de bombeo electrosumergible posee una bomba de subsuelo que se acciona a través de un motor eléctrico instalado en el fondo del pozo. La electricidad que se suministra al motor se lo hace por medio de un cable especial diseñado para soportar condiciones hostiles dentro del pozo. El sistema BES posee dispositivos usados para garantizar el óptimo enfriamiento del motor, sellos para evitar que exista contaminación y que permitan la expansión térmica que experimenta el aceite interno del motor (Arismendi, 2007).

El bombeo electrosumergible se lo puede dividir en dos componentes, el primero que es el equipo de subsuelo y el segundo componente es el equipo de superficie. La figura 1.3 muestra como está conformado el sistema de bombeo electrosumergible tanto en subsuelo como en superficie.

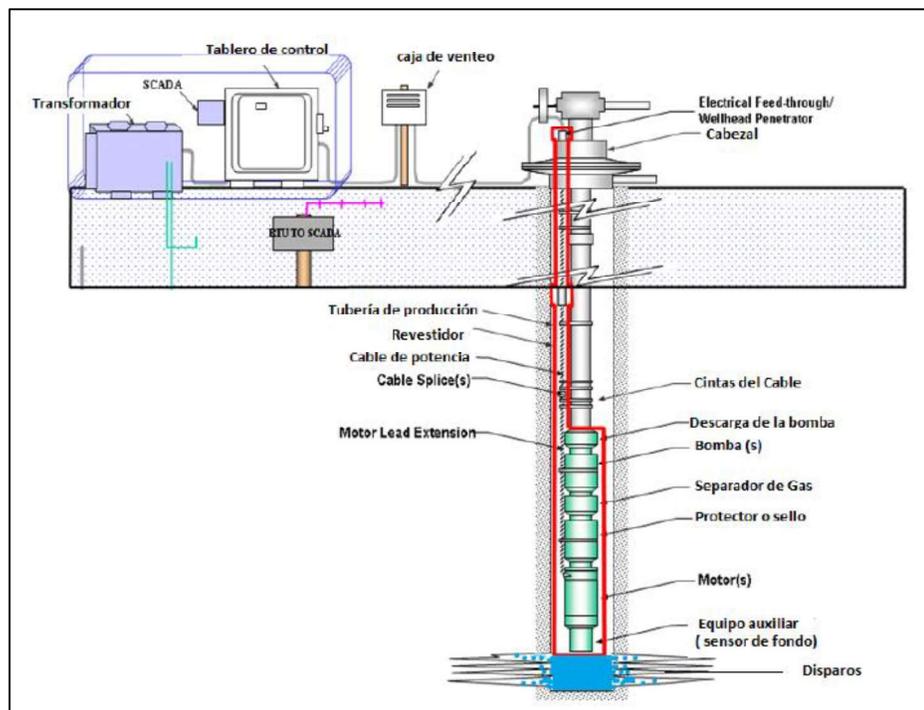


FIGURA 1.3. EQUIPOS DE SUBSUELO Y SUPERFICIE

Fuente: ESCALANTE, 2015

Elaboración: Gaona, 2019

1.3.2.1 Componentes del Equipo de Subsuelo

El equipo de fondo se encuentra suspendido de la tubería de producción y tiene la función de levantar el fluido desde el fondo del pozo hasta superficie. El equipo de fondo se encuentra constituido por:

- Motor eléctrico.
- Bomba electrosumergible.
- Cable de potencia.
- Sellos.
- Separador de gas.
- Cabeza de descarga.
- Cable de extensión (Motor Lead Extension – MLE).
- Sensor de fondo tanto para temperatura como para presión.

Motor Electrosumergible

Es aquel que recibe la energía desde superficie para satisfacer los exigencias de potencia de la bomba. Los motores pueden ser de inducción, bifásicos o trifásicos, aunque los más usados son los trifásicos, del tipo inducción los cuales se encuentran llenos de aceites para su enfriamiento y lubricación. Son resistentes a elevados esfuerzos de torsión de arranque lo que permite que alcance su velocidad de operación en menos de 15 ciclos, impidiendo de esta forma la sobrecarga. Bajo condiciones normales de operación, el motor opera en un rango aproximado de 3,500 RPM a 60 Hz y 2,915 RPM a 50 Hz.

Bomba Electrosumergible

La principal función es brindar a los fluidos del pozo, el aumento de presión necesario para hacer llegar a superficie, el caudal demandado con la suficiente presión a la cabeza del pozo. Las bombas electrosumergibles son del tipo centrífugo multietapas, en donde cada etapa está compuesta por un impulsor y un difusor, y cada etapa determina la carga total generada y la potencia requerida (Arismendi, 2007). Las bombas son fabricadas de diferentes materiales y tamaños de acuerdo a las necesidades del operador y del pozo.

Curvas de Rendimiento de la Bomba Electrosumergible

Estas curvas son generadas para representar la capacidad de una bomba para desplazar los fluidos y determinar el número de etapas requeridas para lograr una tasa de producción deseada. La curva de rendimiento es generada para cada

bomba fabricada y cuantifica la relación entre la potencia, la eficacia, el caudal y la altura dinámica de la bomba con respecto a la tasa de flujo operativo. En la figura 1.4 se puede observar un ejemplo de curva de rendimiento, donde la curva de la altura dinámica (rojo) muestra la cantidad de levantamiento a una tasa de flujo dada, los requisitos de potencia de la bomba (azul) y la eficiencia de la bomba (verde). Asimismo se puede determinar el rango operativo (downthrust, óptimo y upthrust) en el que se encuentra operando la bomba (von Flatern, 2015).

Las curvas de rendimiento vienen publicadas en catálogos de los diferentes fabricantes que existen, bajo los siguientes criterios técnicos:

- Frecuencia de 50 y 60 Hz.
- Gravedad específica igual a 1 (Agua).
- Creadas para una sola etapa o 100 etapas.
- Vienen clasificadas para diferentes diámetros de casing.
- Vienen clasificadas en diferentes series.

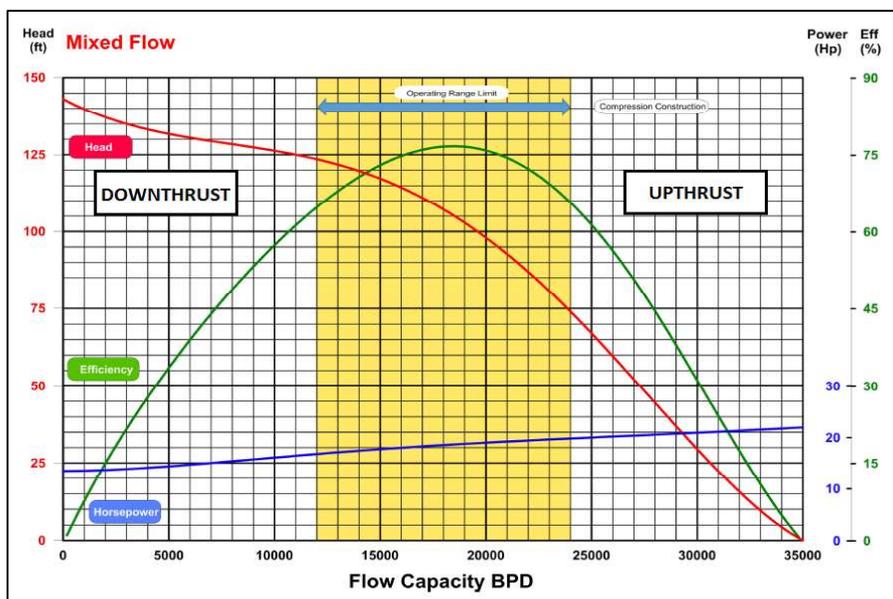


FIGURA 1.4. CURVA DE RENDIMIENTO

Fuente: HALLIBURTON, 2016

Cable de Potencia

“Son cables trifásicos los cuales suministran la corriente eléctrica desde superficie hasta el motor, además pueden transmitir las señales de presión y temperatura desde los sensores de fondo hacia la superficie” (Arismendi, 2007, p. 12). Son especialmente diseñados para resistir la penetración de gases y agua, existen de tipo redondo y plano.

Sello o Protector

Es aquel que está ubicado entre el motor y la bomba, con el propósito de: proteger al motor de la contaminación de los fluidos provenientes del pozo, permitir la conexión entre el eje del motor y el eje de la bomba, absorber las cargas axiales generadas por la bomba, compensar la expansión o contracción del motor debido al incremento de temperatura del motor (Escalante, 2015).

Separador de Gas

“En pozos que presentan altos volúmenes de gas se hace necesario la presencia de un dispositivo que ayude a eliminar el gas libre (no en solución)” (Ramírez, 2004, p. 26). Funcionan por medio de fuerzas centrífugas que separan el líquido del gas antes de que este ingrese a la bomba.

Cuando se tiene más del 12% de gas libre a la entrada de la bomba, afectará el rendimiento e incrementará la posibilidad de bloqueo por gas o cavitación en la bomba, es ahí cuando los separadores de gas son recomendables usar.

Sensor de Fondo

Es un dispositivo electrónico con la capacidad de tolerar elevadas presiones y temperaturas. Son instalados en el fondo del pozo para monitorear y obtener valiosa información del comportamiento del equipo BES y del yacimiento, mediante el empleo de sistemas de detección de presión y temperatura, estos datos son llevados a superficie por medio de un cable de alimentación y un cable de señal que se conectan al motor de fondo.

El sensor tiene la capacidad de (1) monitorear continuamente la temperatura y la presión de fondo, (2) transferencia electrónica de datos, (3) proporcionar la detección de fallas eléctricas, y (4) regular la velocidad, esto se lo logra poniendo en interface con el controlador de velocidad variable.

Cabeza de Descarga

“No es más que un adaptador entre las bombas electrosumergibles y la tubería de producción. (...). Este acople guarda las mismas condiciones de fabricación que el resto del equipo BES en lo que refiere al tamaño y material” (Ramírez, 2004, p. 29).

Cable de Extensión

Es aquel que va desde el motor pasando por la sección sello, el separador de gas, y la bomba, además dejándose un mínimo de 6 pies por arriba de la cabeza de descarga. Existen de diferentes diseños tanto redondos y planos, todo depende del espacio disponible en el pozo y de los requerimientos del motor, estos cables aislados se pueden instalar en pozos que superan los 300 °F.

1.3.2.2 Componentes del Equipo de Superficie

Los componentes del equipo de superficie son los encargados de suministrar de energía eléctrica al motor electrosumergible, además de proteger, monitorear y controlar el funcionamiento de todo el sistema BES. Este componente cuenta con:

- Transformador.
- Tablero de control.
- Variador de frecuencia.
- Caja de venteo.
- Cabezal del pozo.

Transformador

Los transformadores son aquellos que transfieren la energía eléctrica de un devanado a otro por medio de inducción magnética. Existe la necesidad de usar los transformadores debido a que la energía eléctrica primaria que se distribuye en los campos petroleros es de aproximadamente 6,000 voltios o más, mientras que el equipo BES trabaja con voltajes de entre 250 y 4,000 voltios, es decir el voltaje del sistema primario no es compatible con los requerimientos de voltaje del motor electrosumergible, entonces los transformadores realizan esta transformación del voltaje de distribución para que el equipo funcione a las condiciones necesarias.

Tablero de Control

Es el componente desde el que se gobierna la operación del sistema de producción en el fondo del pozo. Dependiendo de la calidad de control que se desea tener, estos pueden ser sencillos y contener solo un botón de arranque y un fusible de protección por sobrecarga, como también pueden ser más complejos, en donde contienen algunos elementos como: fusibles de desconexión por sobrecarga y baja carga, luces indicadoras de la causa de paro, amperímetro, y otros dispositivos para el control remoto. Los tableros que existen en el mercado son electromecánicos o bien transistorizados y compactos (Arismendi, 2007).

Variador de Frecuencia

Dispositivo diseñado e instalado con el objetivo de proveer frecuencias y voltajes variables al motor, y de esta manera controlar la velocidad del motor. Asimismo, facilita a la bomba electrosumergible mantenerse produciendo dentro de un amplio rango de volúmenes, logrando de esta manera mantener en un óptimo funcionamiento al equipo instalado (Abarca, Pernalet, & Pernía, 2016).

Caja de Venteo

Es una caja que se encuentra localizada entre el tablero de control y el cabezal del pozo, esto por razones de seguridad. Cumple con tres funciones: (1) permite desfogar hacia la atmósfera el gas que pueda subir por el cable, (2) provee un punto de conexión entre el cable proveniente del controlador con el cable del pozo y (3) suministra puntos de prueba para la revisión eléctrica de los equipos de fondo. Por lo general se ubica un registrador amperimétrico junto a la caja de venteo con la finalidad de registrar de forma gráfica la corriente del motor electrosumergible en cartas Amperimétricas.

Cabezal del Pozo

Es aquel que soporta todo el peso del equipo de fondo y además suministra las facilidades para la instalación del cable de potencia con un sello, el cual brinda la hermeticidad y control de los fluidos del pozo. El cabezal del pozo tiene la capacidad de soportar presiones diferenciales de hasta 10,000 psi, este puede incluir estranguladores ajustables, colgadores del tubing y válvulas de alivio.

1.3.3 APLICACIÓN DEL SISTEMA BES

La aplicación del sistema BES es posible en pozos que se encuentren operando bajo las siguientes condiciones:

- Una alta relación agua – petróleo (WOR).
- Baja relación gas – petróleo (GOR).
- Altos caudales.
- Alto índice de productividad (IP).
- Baja presión de fondo fluyente (P_{wf}).
- Para casos de pozos con alta GOR se puede emplear BES siempre y cuando se utilice un separador de gas.

1.3.4 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL SISTEMA BES

1.3.4.1 Ventajas

- Levanta grandes volúmenes y altos cortes de agua.
- Puede manejar un alto porcentaje de gas.
- Fácil diseño y se aplica a cualquier pozo.

- No tiene parte móviles en superficies con lo cual es conveniente en áreas urbanas.
- Se puede monitorear con controladores automatizados.
- Mantenimiento rápido y limpio.
- Bajo impacto ambiental.
- Soporta ambientes corrosivos, el efecto corrosivo del H₂S no es un mayor problema.
- La inversión inicial se recupera en un período de tiempo más corto en comparación con otros sistemas de levantamiento artificial.

1.3.4.2 Desventajas

- El costo inicial es alto.
- Elevado consumo eléctrico y requiere que éste sea estable.
- Impregnación de gas en el cable.
- El gas libre afecta significativamente el funcionamiento de la bomba, no siendo conveniente para pozos con altos GOR.
- El sistema se ve afectado por la presencia de arena.
- Para reparaciones existe la necesidad de sacar todo el equipo de fondo.
- Se ve limitado para profundidades medias, debido a la degradación del aislamiento del cable y limitaciones de temperatura motor/sello.
- Existen la necesidad de contar con personal especializado.

CAPÍTULO 2

METODOLOGÍA Y SELECCIÓN DE LOS POZOS

2.1 INTRODUCCIÓN

La evaluación del punto operativo de la bomba es de vital importancia durante el funcionamiento del equipo BES, debido a que permite ver las condiciones operativas tales como: (1) identificar dentro de la curva de rendimiento de la bomba, en que zona el equipo está trabajando, debido a que cada bomba tiene un rango óptimo en el cual debe estar operando, (2) corroborar la parte teórica de diseño del equipo BES con los datos reales de las pruebas de producción y (3) realizar un análisis de los parámetros eléctricos e hidráulicos con el cual está operando.

Mediante el uso de del análisis nodal, que no es más que un procedimiento que permite conocer situación actual del yacimiento, sirve para determinar el índice de flujo al que se producirá, conocer las condiciones con la que se está produciendo, y así otros usos más que se le puede dar al análisis nodal. Uniendo todos estos componentes antes mencionados se combinan para optimizar todo el sistema y obtener la tasa de flujo objetiva más eficiente.

2.2 METODOLOGÍA

La forma en que se va a desarrollar este proyecto para el estudio de la optimización de la producción se describe en el siguiente esquema, figura 2.1.

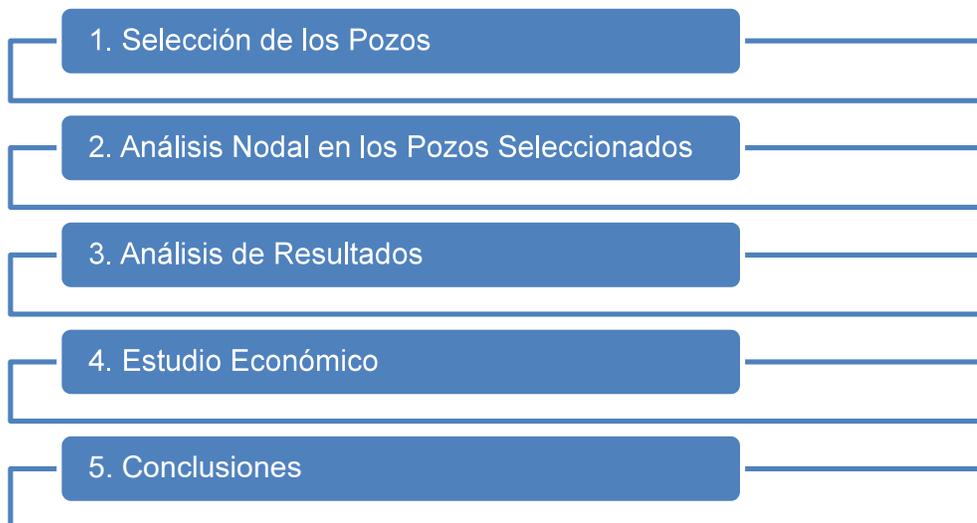


FIGURA 2.1. DIAGRAMA CONCEPTUAL DE LA METODOLOGÍA

Elaboración: Gaona, 2019

2.2.1 SELECCIÓN DE LOS POZOS

- Pozos con sistemas BES dentro del Bloque 57.
- Una arena productora con buen potencial.
- Sin reacondicionamientos en los últimos meses.

2.2.2 ANÁLISIS NODAL EN LOS POZOS SELECCIONADOS

- Fundamentos de Análisis Nodal.
- Parámetros requeridos:
 - Presión de cabeza (P_{wh}), presión estática o de reservorio (P_r), presión de burbuja (P_b), presión intake (PIP) y presión de fondo fluvente (P_{wf}).
- Características de la tubería de producción.
- BSW.
- Relación gas-petróleo (GOR).
- Relación gas-líquido (GLR).
- Porcentaje de gas dentro del equipo.
- Temperatura de cabeza (T_{wh}), temperatura del motor (T_m) y temperatura del reservorio (T_r).
- Gravedades específicas de los fluidos producidos.
- Profundidad de asentamiento y descarga de la bomba.
- Profundidad del tope y base de la arena productora.
- Producción de fluido a condiciones de superficie (BFPD).
- Producción de petróleo a condiciones de superficie (BPPD).
- Tipo de bomba y motor instalado.
- Frecuencia de operación.
- Número de etapas

2.2.3 ANÁLISIS DE RESULTADOS

En esta etapa se analizan si existen anomalías en la forma en la que se está produciendo, haciendo énfasis en los siguientes parámetros:

- Producción de fluido.
- Rango operativo de las BES.
- Análisis del valor de la PIP.
- Número de etapas.

Una vez identificado los posibles problemas en los equipos BES, se variarán parámetros de operación o se realizará cambio de equipo para conocer cuál podría ser la mejor alternativa de optimización.

2.2.4 ESTUDIO ECONÓMICO

Mediante los principales indicadores financieros (TIR, VAN, B/C y PRI) se determinará cuan factible es realizar el redimensionamiento de las bombas en términos económicos.

2.2.5 CONCLUSIONES

Se basa en un análisis exhaustivo de cada pozo para plantear propuestas de optimización, una vez realizado el análisis nodal y el análisis económico, generándose así diferentes escenarios para la optimización de los cuales se escogerá la mejor opción.

2.3 SELECCIÓN DE LOS POZOS

Los pozos que se encuentran dentro del área de estudio son relativamente nuevos en cuanto a su vida productiva y la gran mayoría de estos producen de la arena U Inferior siendo esta la mayor arena productora de este campo. Los pozos seleccionados para el estudio y para una posible optimización de la producción se detallan en la tabla 2.1 tomando nombres genéricos debido a la confidencialidad de la información.

Estos pozos son aquellos que actualmente se encuentran produciendo de la arena U Inferior por medio del sistema de levantamiento artificial por BES, presentan decaimiento en la producción de petróleo, además que en los últimos meses no se han realizado algún workover, en base a estos parámetros mencionados se realizó la selección de los 10 pozos.

TABLA 2.1. POZOS SELECCIONADOS PARA EL ESTUDIO

POZO	ARENA	CAUDAL (BFPD)	BSW %	°API	TIPO BOMBEO	ÚLTIMO WORKOVER	NUMERO DE WORKOVERS
DRAGO 1	UI	290	18	24.5	BES	23/09/2017	6
DRAGO 2	UI	440	2	25.8	BES	02/01/2018	7
DRAGO 3	UI	1,200	11	26.2	BES	11/07/2017	2
DRAGO 4	UI	970	73	26.6	BES	18/04/2017	2
DRAGO 5	UI	63	4	27.1	BES	26/06/2017	1
DRAGO 6	UI	622	2	30.4	BES	07/07/2017	2
DRAGO 7	UI	221	18	26.4	BES	15/02/2018	7
DRAGO 8	UI	180	2	27.1	BES	06/10/2017	3
DRAGO 9	UI	585	4	26.3	BES	17/08/2017	2
DRAGO 10	UI	755	5	27.3	BES	19/12/2017	3

FUENTE: PETROAMAZONAS EP, 2018

ELABORACIÓN: Gaona, 2019

2.4 ANÁLISIS NODAL

El Análisis Nodal se define como un sistema que permite la evaluación completa de un sistema de producción (yacimiento, equipo de fondo y equipo de superficie). Para realizar una optimización se hacen varios estudios de sensibilidad en cada uno de los componentes del sistema instalado en el pozo y comprobar si existen restricciones innecesarias sobre la producción y con ello realizar una correcta optimización de los pozos de petróleo y gas. Para conocer las oportunidades de mejoras se debe buscar tanto en las variables Inflow como Outflow, para conocer rápidamente cuales serían los límites de producción de los pozos y las opciones que se tendrían para mejorar la producción de manera más óptima, y al final seleccionar la mejor opción técnico-económica.

Realizar el análisis nodal de un sistema de producción implica colocar nodos que van desde el límite del reservorio a la cara de la arena a través de los punzados, de la sección de la completación hasta el orificio de entrada a la tubería y a la sarta de producción, tomando en cuenta cualquier tipo de restricción y válvulas de seguridad ubicadas en el subsuelo, estranguladores en superficie, la línea de flujo y el separador (Abarca, Pernalet, & Pernía, 2016).

En la figura 2.2 se puede visualizar la ubicación de cada uno de los nodos para un sistema de producción. Para el caso del bombeo electrosumergible se considera solo dos nodos para el análisis debido a que solo se conocen las condiciones de fondo de pozo y en la cabeza del pozo.

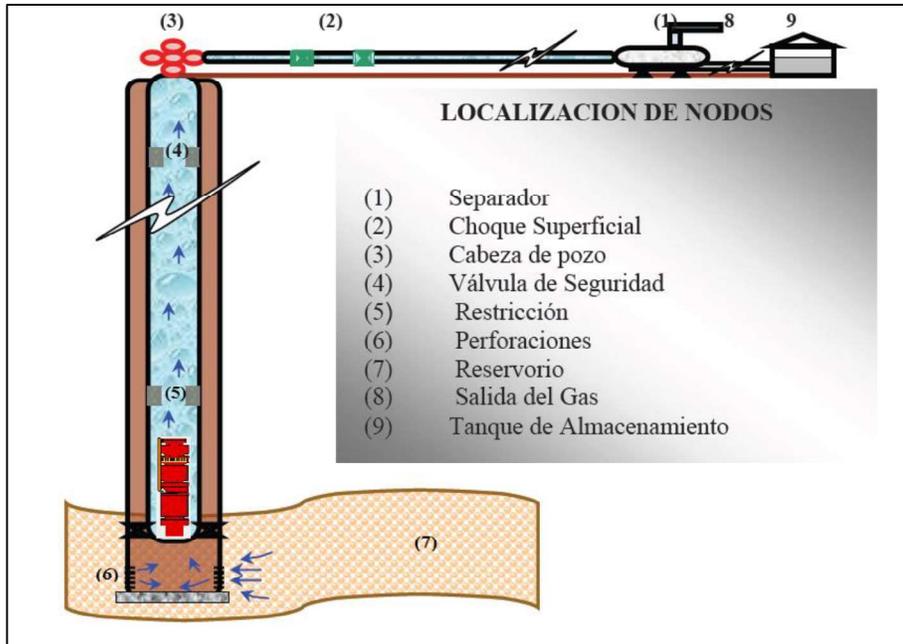


FIGURA 2.2. UBICACIÓN DE LOS NODOS EN UN POZO

Fuente: Análisis Nodal y Explotación de Petróleo, 2007

En un sistema completo de producción se identifican dos tipos de nodos: (1) nodo común es en donde se produce una caída de presión debido a la interrelación entre componentes o nodos, y (2) nodo funcional cuando en este existe una presión diferencial y la respuesta obtenida de presión o tasa de flujo se puede representar mediante alguna función matemática o física (Rivero, 2007).

2.4.1 SECUENCIA DE CÁLCULO

El método o modelo a seguir en el presente trabajo se basa en la teoría de Kermit Brown, la cual permite aplicar el análisis nodal para optimizar sistemas de levantamiento artificial, en este caso particular para pozos que producen bajo el sistema de levantamiento artificial por BES.

A continuación se detalla el procedimiento matemático para el análisis nodal que se utilizará en el presente trabajo, el mismo que se puede dividir en dos partes: el primero que consiste en simular las condiciones reales del reservorio para conocer el potencial de cada pozo y la segunda parte es realizar el análisis de cada una de las bombas instaladas.

Como primera instancia se realizará el cálculo de la curva IPR Compuesta para cada pozo en base a la información obtenida, en donde hay que tener presente en qué punto ha sido tomada la prueba y dependiendo de ello se usará las ecuaciones adecuadas. Una vez analizado el potencial del reservorio, se llevará a cabo el análisis a las bombas electrosumergibles siguiendo el procedimiento que Kermit Brown propone, para lo cual hay que tener conocimiento de que tipo de bomba se encuentra operando en cada pozo, número de etapas y bajo qué condiciones opera.

2.4.1.1 IPR Compuesto

El método presentado para generar las curvas de afluencia IPR para pozos de petróleo que producen agua, fue desarrollado por Petrobras basado en la combinación de: (1) la ecuación de Vogel para flujo de petróleo e (2) índice de productividad constante para flujo de agua. La curva IPR Compuesta es determinada geoméricamente de estas dos ecuaciones considerando los flujos fraccionales de petróleo y agua de la prueba de producción respectiva (Brown, 1984).

Como se puede apreciar en la figura 2.3 esta curva se compone de cuatro zonas, que están definidas por los valores de q_b , $q_{o\max}$, $q_{t\max}$ y $q_{w\max}$. Está desarrollado para trabajar con yacimientos saturados y subsaturados.

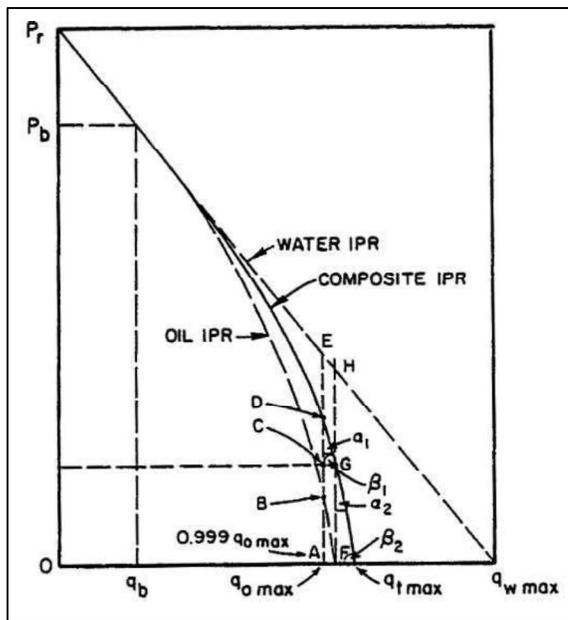


FIGURA 2.3 CURVA IPR COMPUESTA

Fuente: BROWN KERMIT, 1984.

Para $P_r > P_{wf} > P_b$ (Yacimiento subsaturado)

1. Calcular el índice de productividad (BFPD/psi).

$$J = \frac{q_t}{P_r - P_{wf}} \quad (2.1)$$

2. Determinar el caudal en el punto de burbuja y el caudal máximo (bbl/día).

$$q_b = J \times (P_r - P_b) \quad (2.2)$$

$$q_{\max} = q_b + \frac{J \times P_b}{1.8} \quad (2.3)$$

3. Calcular las presiones de fondo fluente (psi):

$$P_{wfD} = f_w \times \left(P_r - \frac{0.999 \times q_{o \max}}{J} \right) + f_o \times 0.125 \times P_b \times \left\{ -1 + \sqrt{81 - 80 \times \left\{ \frac{0.999 \times q_{o \max} - q_b}{q_{o \max} - q_b} \right\}} \right\} \quad (2.4)$$

$$P_{wfC} = P_{wfG} = f_w \times \left(P_r - \frac{q_{o \max}}{J} \right) \quad (2.5)$$

4. Calcular los distintos parámetros propios de la curva IPR Compuesta.

$$CD = P_{wfD} - P_{wfC} \quad (2.6)$$

$$CG = 0.001 \times q_{o \max} \quad (2.7)$$

$$\tan \alpha = \frac{CG}{CD} \quad (2.8)$$

$$\tan \beta = \frac{1}{\tan \alpha} \quad (2.9)$$

5. Determinar el caudal total máximo:

$$q_{t \max} = q_{o \max} + f_w \times \left(P_r - \frac{q_{o \max}}{J} \right) \times \tan \alpha \quad (2.10)$$

5. Generar la curva IPR Compuesta asumiendo tanto el caudal total como la presión de fondo fluente.

Asumiendo q_t

Para el cálculo de las presiones de fondo fluente asumiendo q_t se divide en tres intervalos como se puede ver a continuación.

En el intervalo de $0 < q_t < q_b$:

$$P_{wf} = P_r - \frac{q_t}{J} \quad (2.11)$$

Para $q_b < q_t < q_{o \max}$:

$$P_{wf} = f_w \times \left(P_r - \frac{q_t}{J} \right) + f_o \times 0.125 \times P_b \times \left\{ -1 + \sqrt{81 - 80 \times \left\{ \frac{q_t - q_b}{q_{o \max} - q_b} \right\}} \right\} \quad (2.12)$$

Para $q_{o\max} < q_t < q_{t\max}$:

$$P_{wf} = f_w \times \left(P_r - \frac{q_{o\max}}{J} \right) - (q_t - q_{o\max}) \times \tan \beta \quad (2.13)$$

Asumiendo P_{wf}

Al igual que cuando se asume q_t aquí también se divide en tres intervalos.

En el intervalo de $P_b < P_{wf} < P_r$:

$$q_t = J \times (P_r - P_b) \quad (2.14)$$

Para $P_{wfG} < P_{wf} < P_b$:

$$A = \frac{P_{wf} + 0.125 \times f_o \times P_b - f_w \times P_r}{0.125 \times f_o \times P_b} \quad (2.15)$$

$$B = \frac{f_w}{0.125 \times f_o \times P_b \times J} \quad (2.16)$$

$$C = 2 \times A \times B + \frac{80}{q_{o\max} - q_b} \quad (2.17)$$

$$D = A^2 - 80 \frac{q_b}{q_{o\max} - q_b} - 81 \quad (2.18)$$

Si $B \neq 0$:

$$q_t = \frac{-C + \sqrt{C^2 - 4 \times B^2 \times D}}{2 \times B^2} \quad (2.19)$$

Si $B = 0$:

$$q_t = \frac{D}{C} \quad (2.20)$$

Para $0 < P_{wf} < P_{wfG}$:

$$q_t = \frac{P_{wfG} + q_{o\max} \times (\tan \beta) - P_{wf}}{\tan \beta} \quad (2.21)$$

Para $P_{wf} \leq P_b < P_r$ (Yacimientos Saturados)

1. Determinar el índice de productividad (BFPD/psi):

$$A = 1 - 0.2 \times \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \times \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \quad (2.22)$$

$$J = \frac{q_i}{f_o \times \left(P_r - P_b + \frac{P_b \times A}{1.8} \right) + f_w \times (P_r - P_{wf})} \quad (2.23)$$

2. Continuar con el mismo procedimiento que se realizó para $P_{wf} > P_b$ a partir del paso 2.

2.4.1.2 Análisis de las Bombas Electrosomergibles.

Curvas Intake o Curvas de Admisión

Para la predicción de las curvas de admisión de las bombas sumergibles se considera dos casos: (1) bombeo solo de líquido y (2) bombeo de líquido y gas, en donde se supone que todo el gas asociado se bombea con el líquido.

Bombeo solo de líquido

Dado que los líquidos son ligeramente compresibles, el volumen de la tasa de producción puede considerarse constante e igual a la tasa superficial.

1. Determinar el peso de 1 bbl de líquido más gas bombeado (por 1 bbl de líquido) en condiciones estándar (lbm/STB):

$$\rho_{fsc} = 350 \times f_w \times \gamma_{wsc} + 350 \times (1 - f_w) \times \gamma_{osc} + (GIP) \times (GLR) \times \rho_{gsc} \quad (2.24)$$

2. Determinar la gravedad específica del fluido producido a cualquier presión y temperatura:

$$\gamma_f(V) = \frac{q_{sc} \times \rho_{fsc}}{350 \times V} \quad (2.25)$$

En donde $V = q_{sc}$ debido a que no existe gas ($GLR=0$).

3. Calcular la presión de admisión (P_3) y los caballos de fuerza (HP) óptimos.

$$P_3 = P_2 - \left(\frac{\rho_{fsc} \times h}{808.3141} \right) \times S_t \quad (2.26)$$

$$HP = hp \times \gamma_{fsc} \times S_t \quad (2.27)$$

En donde P_2 es la presión de descarga necesaria para cada tasa de flujo asumida, h es la altura dinámica por etapa la cual es propia de cada bomba y se obtiene de las curvas de rendimiento de la bomba y S_t son las etapas que se van a asumir para poder determinar cuál número de etapas nos brinda una mayor producción sin afectar a la bomba.

Para el presente proyecto, P_2 se calculará mediante el programa Well Perform, y para el cálculo de las propiedades de los fluidos se utilizarán las correlaciones que se muestran en la tabla 2.2, mismas que se ajustan a los pozos del Oriente Ecuatoriano según análisis PVT realizados por Petroamazonas EP.

TABLA 2.2. CORRELACIONES UTILIZADAS EN WELL PERFORM

Parámetro	Correlación
Presión de descarga P_2 , (psi)	Hagedorn & Brown
Viscosidad petróleo muerto μ_{od} , (cp)	Beggs & Robinson
Viscosidad petróleo saturado μ_{ob} , (cp)	Beggs & Robinson
Viscosidad petróleo subsaturado μ_o , (cp)	Vásquez & Beggs
Viscosidad gas μ_g , (cp)	Lee
Viscosidad agua μ_w , (cp)	Beggs & Brill
Presión de burbuja P_b , (psi)	Standing
Solución GOR (scf/STB)	Standing
Densidad del petróleo ρ_o , (lbm/ft ³)	Standing
Compresibilidad del petróleo c_o , (psi ⁻¹)	Vásquez & Beggs
Factor volumétrico del petróleo B_o , (bbl/STB)	Standing
Factor z	Dranchuk & Purvis

ELABORACIÓN: Gaona, 2019

4. Representar gráficamente PIP vs q_{sc} para las diversas etapas asumidas, en donde la curva IPR Compuesta se la traza en el mismo gráfico a la misma escala, una vez realizado esto se leerá las tasas en las intersecciones de las curvas.

5. Con las tasas obtenidas leer los caballos de fuerza por etapa (hp) de las curvas de rendimiento de la bomba para posterior calcular los caballos de fuerza requeridos.

Bombeo de líquido y gas

Debido a que el gas presenta una alta compresibilidad, el volumen de la tasa del fluido producido (V) puede experimentar una variación significativa a medida que la presión del fluido cambia, del valor de admisión al valor de descarga.

1. Calcular ρ_{fsc} con la ecuación 2.24 y la constante A con:

$$A = \frac{808.3141}{\rho_{fsc}} \quad (2.28)$$

2. Asumir varias tasas de producción y para cada una de ellas calcular la presión de descarga ($P_2 = P_{3,0}$).

3. Elegir un ΔP_3 y luego calcular la cantidad $A\Delta P_3/q_{sc}$.

4. Calcular $P_{3,1}$ y $\overline{P_{3,1}}$ con las ecuaciones:

$$P_{3,1} = P_{3,i-1} - \Delta P_3 \quad (2.29)$$

$$\overline{P_{3,1}} = \frac{P_{3,i-1} + P_{3,1}}{2} \quad (2.30)$$

5. Determinar $\overline{VF_1}$ a $\overline{P_{3,1}}$ para luego calcular $\overline{V_1}$ mediante:

$$\overline{VF_1} = f_w + (1 - f_w) \times B_o + GIP \times [GLR - (1 - f_w) \times R_s] \times B_g \quad (2.31)$$

$$\overline{V_1} = q_{sc} \times \overline{VF_1} \quad (2.32)$$

6. Leer $\overline{h_1}$ en $\overline{V_1}$ de las curvas de rendimiento de la bomba.

7. Calcular el número de etapas para obtener la presión intake $P_{3,1}$ con la ecuación:

$$St_1 = \sum_{i=1}^n \left(\frac{A \times \Delta P_3}{q_{sc}} \right) \times \frac{\overline{V_i}}{\overline{h_i}} \quad (2.33)$$

8. Repetir los pasos 4 hasta 7 para $P_{3,2}$, $P_{3,3}$ a través de $P_{3,1}$ hasta alcanzar una presión de admisión conveniente. Estos valores llevarlos a una gráfica de presión de admisión versus el número de etapas.

9. Por medio de interpolación o trazado obtener presiones de admisión para cada tasa asumida para un número idéntico de etapas.

10. Representar gráficamente la presión de admisión obtenida previamente versus las tasas de producción asumida para las diversas etapas. Trazar la curva IPR Compuesta a la misma escala en el mismo gráfico.

11. Leer las tasas en la intersección de las curvas de entrada de la bomba con la IPR Compuesta.

12. Para cada tasa, calcular el requisito de caballos de fuerza por medio de:

$$HP_i = \sum_{i=1}^n \left(\frac{\Delta P_3}{0.433} \right) \times \frac{\overline{hp}_i}{\overline{h}_i} \quad (2.34)$$

Nota: el cálculo de los requisitos de potencia es similar al cálculo del número de etapas.

2.4.2 INFORMACIÓN REQUERIDA

Para un correcto funcionamiento de las hojas de cálculo Excel desarrolladas para realizar el análisis nodal y posteriormente proponer las mejoras necesarias para optimizar la producción, es necesario contar con una lista de datos reales mismo que se especifican en la tabla 2.3.

TABLA 2.3. DATOS PARA LAS HOJAS DE CÁLCULO EXCEL

Datos	Unidad	Datos	Unidad	Datos	Unidad
$P_r =$	psig	API =	-	$T_m =$	°F
$P_b =$	psig	$\gamma_o =$	-	GOR =	scf/STB
$P_{wf} =$	psig	$\gamma_w =$	-	GLR=	scf/STB
$q_t =$	bbl/día	$\gamma_g =$	-	GIP=	%
$f_o =$	-	$P_{wh} =$	psig	# Etapas=	-
$f_w =$	-	$T_{wh} =$	°F		

ELABORACIÓN: Gaona, 2019

Con la información detallada en la tabla 2.3 se tiene un punto de partida para realizar el análisis nodal, pero no es toda la información requerida, hay que tener en consideración que tipo de bomba se encuentra operando en cada pozo para con ello poder revisar las curvas de rendimiento de cada una de las bombas y obtener otra información necesaria para complementar el análisis nodal.

CAPÍTULO 3

ANÁLISIS NODAL E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS EN LOS POZOS SELECCIONADOS

3.1 RECOPILOACIÓN DE INFORMACIÓN

En el presente capítulo, se realizará el análisis nodal a los pozos escogidos previamente en el anterior capítulo, para lo cual previamente se recopiló información de cada uno de los pozos perteneciente al Campo Drago, información que fue brindada por la empresa estatal Petroamazonas EP mediante un convenio de confidencialidad, en donde se autoriza el uso de la información bajo la condición de que cada pozo y cada bomba tomen nombres genéricos. Esta información consta de pruebas de restauración de presión (Build up), diagramas de completación de los pozos, historiales de producción, historiales de workovers realizados y de curvas de rendimiento de las bombas instaladas.

La información que se tiene recopilada es hasta el mes de julio del 2018, misma que tiene la finalidad de ser usada para realizar una correcta evaluación de las condiciones con la que se encuentran operando el sistema BES y obtener mejoras en cuanto a la producción y funcionamiento de las bombas.

3.2 ANÁLISIS NODAL A LOS POZOS SELECCIONADOS

El estudio a cada uno de los pozos consistió en realizar una simulación de las condiciones reales mediante las hojas de cálculo Excel, lo que permitió conocer el verdadero potencial de producción de la arena U Inferior. Mediante la interpretación de los resultados de las curvas inflow y outflow y de la curva de rendimiento de la bomba instalada en cada uno de los pozos se puede determinar el mejor punto operativo de las bombas.

Las alternativas para optimizar e incrementar la producción se detallan en este capítulo, de acuerdo a los parámetros de producción y a las características de cada uno de los pozos, con el objetivo de ajustar el caudal de producción a un punto en el que se obtengan mayores beneficios económicos sin afectar al reservorio y de la misma manera mantener una producción en donde el sistema BES se mantenga dentro de su rango de operación óptimo.

Las alternativas para optimizar la producción en este estudio constituyen en el cambio de la bomba instalada para unos casos, mientras que en otros la alternativa es variar la frecuencia de operación. A continuación se listan los pozos seleccionados del Campo Drago con su respectiva información para la aplicación del análisis nodal. Así mismo se muestran los resultados obtenidos con las nuevas condiciones operativas planteadas para la optimización de la producción.

3.2.1 ANÁLISIS POZO DRAGO 1

El pozo DRAGO 1 es un pozo direccional con una longitud de 10,355 pies en MD y un ángulo de desviación máximo de 29.89° a 3,758 pies en MD. Se perforó en mayo del 2014 y su completación fue culminada el 4 de junio del mismo año iniciando su vida productiva con la arena T Inferior como única arena productora hasta que en 2017 se decidió aislar la arena por bajo aporte y se empezó a producir de la arena U Inferior desde julio del 2017 hasta la actualidad.

Hasta el cierre del estudio, el pozo presenta un total de 6 intervenciones o workovers, en donde el último workover que se realizó se efectuó entre los meses de agosto y septiembre del 2017, el cual tenía como objetivo realizar un fracturamiento a la arena U Inferior para empezar a producir de la misma. Además se realizó el cambio de bomba electrosumergible, pasando de una bomba que manejaba altos caudales a una que maneja caudales más moderados.

En la tabla 3.1 se detalla la información con la cual el pozo opera, información que se utilizará para realizar el análisis.

TABLA 3.1. INFORMACIÓN DEL POZO DRAGO 1

DRAGO 1			
q_t [BFPD]	290	3 Bombas	TD1000
BSW [%]	18	Serie	400
GOR [scf/STB]	210	Frecuencia [Hz]	52.4
API	24.5	Etapas	133/133/133
γ_o	0.907	Voltaje [V]	423
γ_g	1.191	Amperaje [A]	27
γ_w	1.031	Motor	Dura 456 225/2674/56
P_{wh} [psig]	140	OD Tubing [in]	3 ½
PIP [psig]	401	ID Tubing [in]	2.992
P_{wf} [psig]	446	OD Casing [in]	7
P_b [psig]	1,328	ID Casing [in]	6.276
P_r [psig]	1,010	Descarga de la Bomba [ft]	9,655
T_{wh} [°F]	214	Asentamiento de la Bomba [ft]	9,722
T_m [°F]	275	Asentamiento del Motor [ft]	9,767
T_r [°F]	212	Tope Arena [ft]	9,810
k [md]	12.06	Base Arena [ft]	9,855
S	-3.09	Espesor Neto [ft]	29

FUENTE: PETROAMAZONAS EP, 2018

Con la información detallada en la tabla 3.1 y su posterior evaluación en las hojas de cálculo Excel, se generó la curva IPR Compuesta de la figura 3.1, donde se obtuvo que el reservorio presenta un AOF de 382 BFPD con un índice de productividad del 0.67 BFPD/psi, lo que se evidencia que se está aprovechando el 75.9% del potencial total.

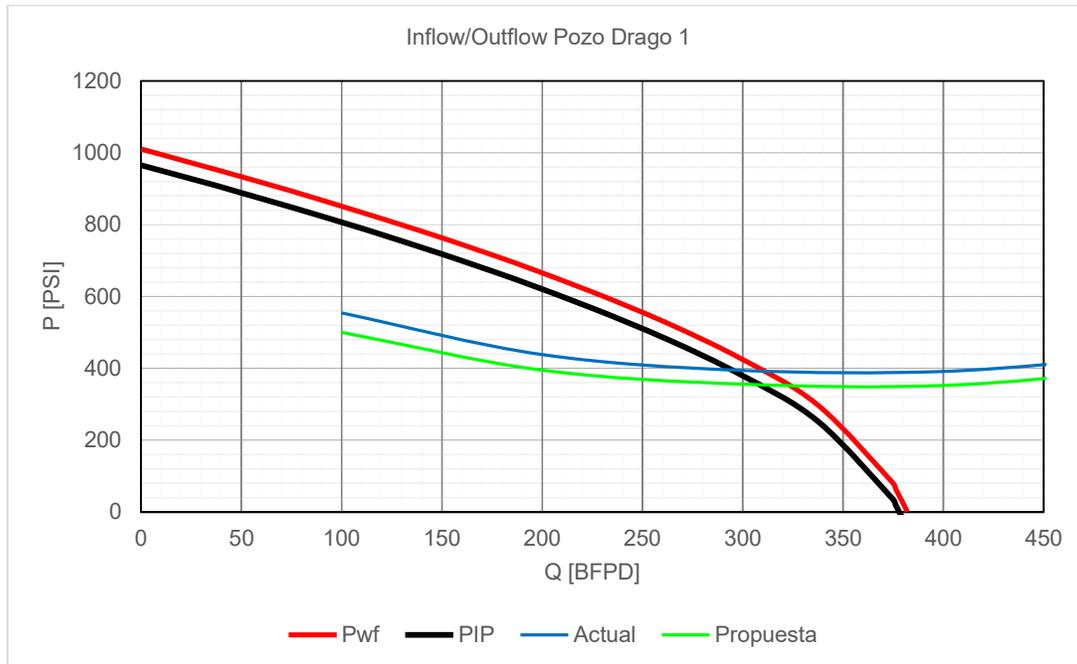


FIGURA 3.1. CURVA INFLOW Y OUTFLOW DEL POZO DRAGO 1

Elaboración: Gaona, 2019

La curva de rendimiento para la bomba instalada en este pozo se muestra en la figura 3.2, donde el punto operativo actual se encuentra aún dentro del rango de operación aceptable pero cerca al límite inferior. Las condiciones operativas que se registran son: un TDH de 8,722 ft, una eficiencia de la bomba del 31.7% lo que significa se encuentra trabajando a la mitad de su eficiencia máxima.

La razón de tener operando a la bomba cerca del límite inferior es debido, a que cuando se hizo el fracturamiento de la arena U Inferior, se esperaba tener una mayor producción a la que se encontraba produciendo, motivo por el cual se instaló una bomba que manejaba caudales moderados, pero el fracturamiento no tuvo los resultados esperados.

Por medio de la curva de rendimiento de la bomba se puede observar que la vía para optimizar la producción consta en aumentar 0.4 Hz en la frecuencia de operación del equipo para comenzar a trabajar con una frecuencia de 52.8 Hz lo que resulta en desplazar el punto de operación de la bomba, alejándole del límite inferior.

De la intersección de la curva inflow y la curva outflow indica que el punto operativo para las condiciones de propuesta se encuentra a una presión de fondo fluyente de 400 psig y un caudal de 308 BFPD. Sin embargo, subir la producción implica la reducción de la presión de fondo fluyente, factor a tener en cuenta debido a que se encuentra produciendo por debajo de la presión de saturación, lo cual la presencia de gas a la entrada de la bomba es evidente. El incremento en la producción neta de petróleo es de 14.8 BPPD.

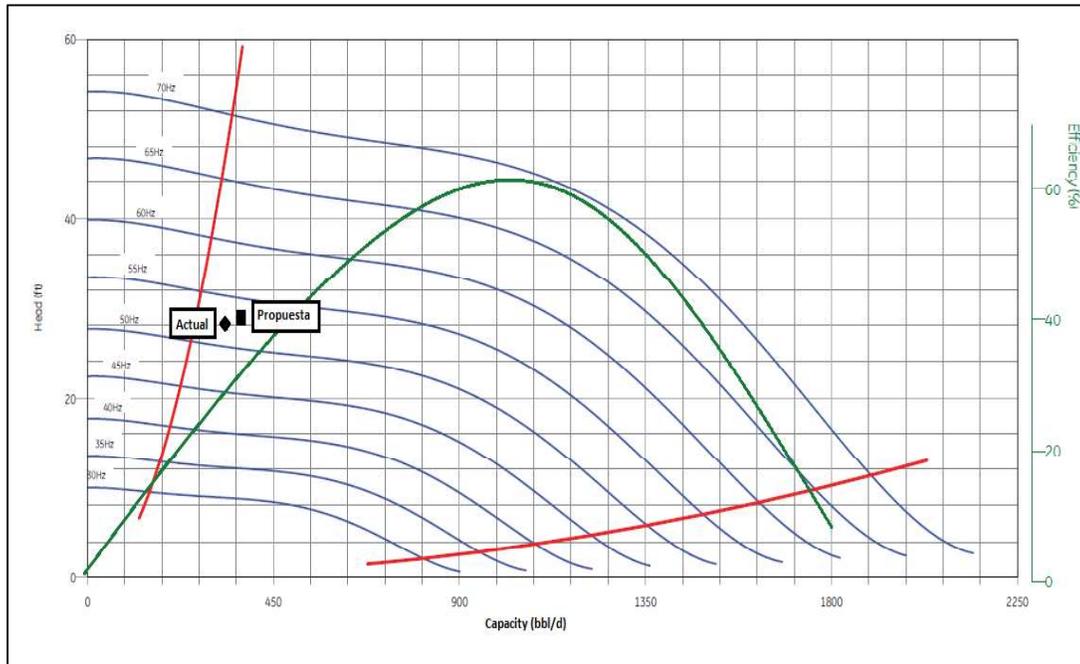


FIGURA 3.2. CURVA DE RENDIMIENTO DE LA BOMBA TD1000

Fuente: PETROAMAZONAS EP, 2018

Elaboración: Gaona, 2019

Con este nuevo punto operativo se logra evitar un mayor desgaste en la bomba por carga descendente alargando la vida útil del equipo instalado y trabajando con las siguientes condiciones: presión de descarga de 2,791 psig, TDH de 8,837 ft y una eficiencia del 33%. Los resultados obtenidos en cuanto a la optimización de la producción se los detalla en la tabla 3.2.

TABLA 3.2. PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN DRAGO 1

Producción Actual		Producción Futura		Incremento
BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
290	237.8	308	252.6	14.8

ELABORACIÓN: Gaona, 2019

3.2.2 ANÁLISIS POZO DRAGO 2

Este pozo es de tipo direccional que presenta un ángulo de desviación máximo de 28.63° a 3,751 pies en MD, este pozo fue perforado en octubre del 2009 llegando a una profundidad total de 10,600 pies en MD y a finales de diciembre del mismo año se culminó su completación lo cual dio paso a la vida productiva del pozo, donde la única arena productora hasta la actualidad ha venido siendo U Inferior, sin embargo, en el año 2015 el pozo permaneció alrededor de 4 meses sin producir debido a que se efectuaban labores de reacondicionamiento.

El último workover realizado a este pozo fue realizado en el mes de febrero del 2018, mismo que tenía como objetivo realizar un Pulling BES por posible daño

mecánico. El pozo hasta el mes de julio de 2018 presenta un total de 7 intervenciones y trabajando bajo las condiciones detalladas en la tabla 3.3.

TABLA 3.3. INFORMACIÓN ACTUAL DEL POZO DRAGO 2

DRAGO 2			
q_t [BFPD]	440	4 Bombas	TD1750
BSW [%]	2	Serie	400
GOR [scf/STB]	297	Frecuencia [Hz]	50
API	25.8	Etapas	100/125/125/125
γ_o	0.900	Voltaje [V]	394
γ_g	1.191	Amperaje [A]	26
γ_w	1.014	Motor	Dura 456 225/2674/56
P_{wh} [psig]	45	OD Tubing [in]	3 ½
PIP [psig]	380	ID Tubing [in]	2.992
P_{wf} [psig]	441	OD Casing [in]	7
P_b [psig]	1,328	ID Casing [in]	6.276
P_r [psig]	932	Descarga de la Bomba [ft]	9,752
T_{wh} [°F]	210	Asentamiento de la Bomba [ft]	9,837
T_m [°F]	275	Asentamiento del Motor [ft]	9,881
T_r [°F]	229	Tope Arena [ft]	9,980
k [md]	5.01	Base Arena [ft]	10,004
S	-4.26	Espesor Neto [ft]	24

FUENTE: PETROAMAZONAS EP, 2018

Por medio de la evaluación de la información detallada en la tabla 3.3, se obtuvo la curva IPR Compuesta de la figura 3.3, donde el reservorio presenta un índice de productividad de 1.16 BFPD/psi y el potencial máximo de 603 BFPD, lo que significa que actualmente se está aprovechando el 73% del potencial total del pozo.

Al analizar la curva de rendimiento de la bomba TD1750, mostrada en la figura 3.4, se observa que el punto operativo al que se encuentra actualmente sometida la bomba está muy cerca del límite inferior del rango de operación óptimo, tal es así que la eficiencia con la que la bomba trabaja es de 37%, un valor muy por debajo de la eficiencia máxima, además se tiene un TDH de 8,453 ft.

La propuesta para optimizar la producción y el buen funcionamiento de la bomba es incrementar la frecuencia de 50 a 51 Hz, con ello se logra desplazar el punto de operación de la bomba, alejándole del límite inferior y así evitar problemas por desgaste descendente alargando la vida útil de la bomba. Por medio de la curva de demanda desarrollada para 51 Hz como alternativa para la optimización, indica que las condiciones con las cuales se pasaría a operar sería una presión de fondo fluyente de 407 psig, pasando a tener una ganancia en la producción de 440 BFPD a 460 BFPD con un corte de agua del 2%. Hay que tener en cuenta la presencia de gas a la entrada de la bomba dado que se está produciendo muy por debajo de la presión de saturación.

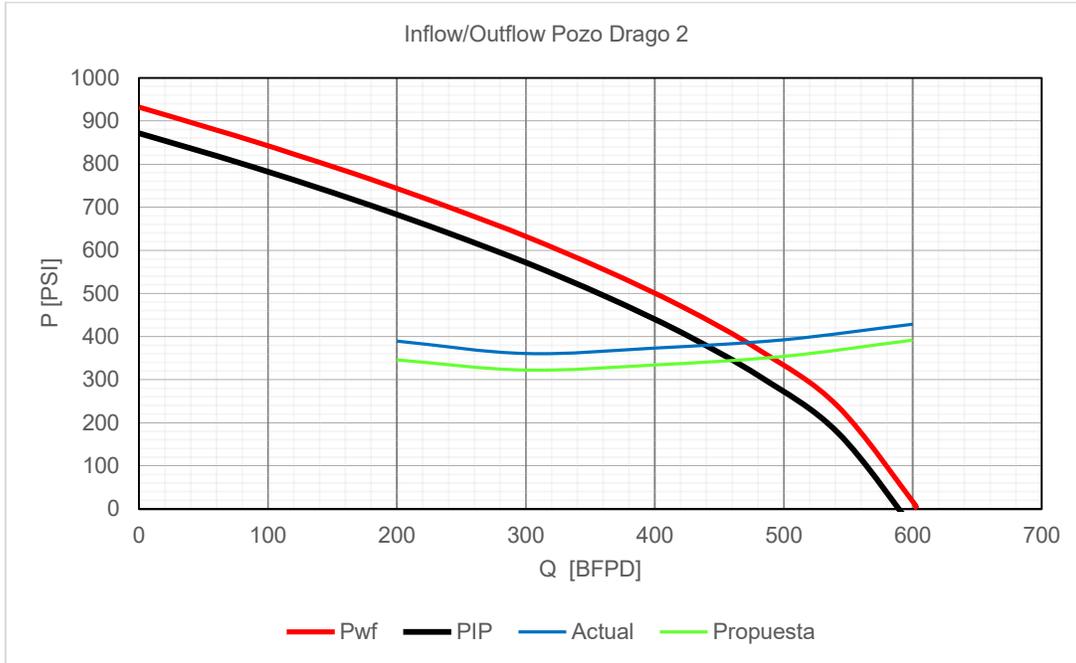


FIGURA 3.3. CURVA INFLOW Y OUTFLOW DEL POZO DRAGO 2

Elaboración: Gaona, 2019

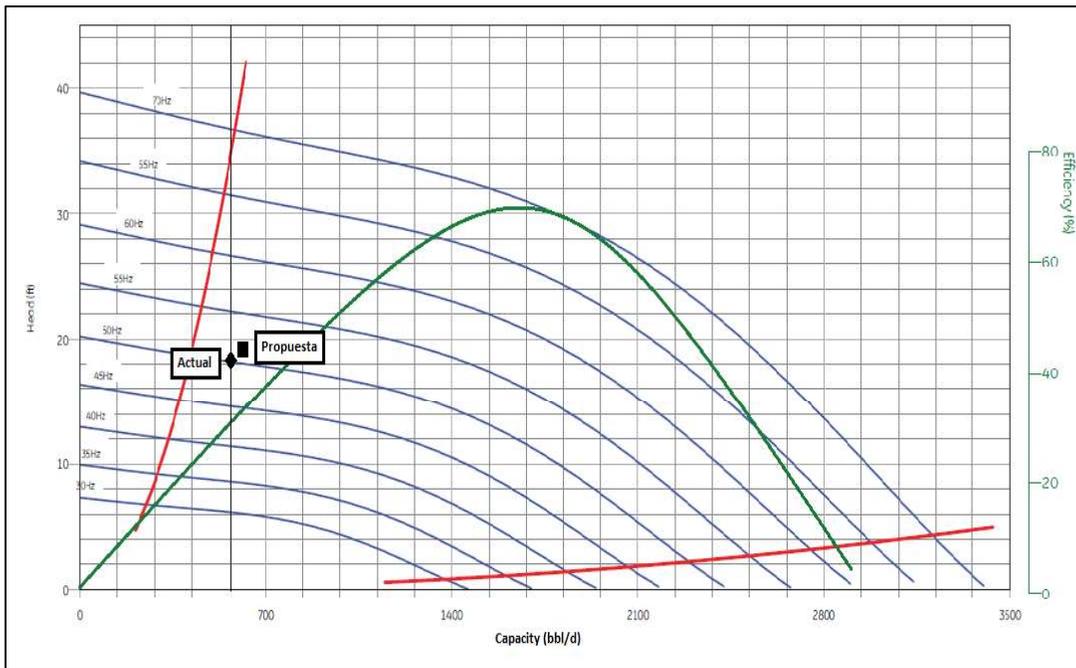


FIGURA 3.4. CURVA DE RENDIMIENTO DE LA BOMBA TD1750

Fuente: PETROAMAZONAS EP, 2018

Elaboración: Gaona, 2019

La eficiencia máxima que la bomba instalada presenta es de 66.8%, y con la optimización propuesta se lograría trabajar con una eficiencia de 39.5%, una presión intake de 346 psig, un TDH de 8,540 ft y una presión de descarga de 1,837 psig. En la tabla 3.4 se detalla los resultados obtenidos en cuanto a producción.

TABLA 3.4. PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN DRAGO 2

Producción Actual		Producción Futura		Incremento
BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
440	431.2	460	450.8	19.6

ELABORACIÓN: Gaona, 2019

3.3.3 ANÁLISIS POZO DRAGO 3

El pozo DRAGO 3 fue perforado en el mes de noviembre de 2009 y completado en marzo del 2010, donde empieza su etapa productiva, teniendo a la arena U Inferior como única arena productora. El pozo solo registra dos workovers realizados a lo largo de su vida productiva, uno realizado en el 2013 donde permaneció por 5 meses sin producir y el segundo workover fue llevado en el año 2017, este último realizado con la finalidad de fracturar a la arena U Inferior. En la tabla 3.5 se indican los parámetros con los cuales está produciendo actualmente el pozo.

TABLA 3.5. INFORMACIÓN DEL POZO DRAGO 3

DRAGO 3			
q_t [BFPD]	1,200	2 Bombas	TE2700
BSW [%]	11	Serie	538
GOR [scf/STB]	259	Frecuencia [Hz]	52
API	26.2	Etapas	90/90
γ_o	0.897	Voltaje [V]	423
γ_g	1.191	Amperaje [A]	43
γ_w	1.002	Motor	E56 350/2455/86
P_{wh} [psig]	40	OD Tubing [in]	3 ½
PIP [psig]	390	ID Tubing [in]	2.992
P_{wf} [psig]	851	OD Casing [in]	7
P_b [psig]	1,328	ID Casing [in]	6.276
P_r [psig]	1,205	Descarga de la Bomba [ft]	8,727
T_{wh} [°F]	212	Asentamiento de la Bomba [ft]	8,767
T_m [°F]	253	Asentamiento del Motor [ft]	8,817
T_r [°F]	212	Tope Arena [ft]	9,905
k [md]	171.63	Base Arena [ft]	9,970
S	-2.15	Espesor Neto [ft]	41

FUENTE: PETROAMAZONAS EP, 2018

Considerando la información detallada en la tabla 3.5, se generó la curva de afluencia de la figura 3.5 donde se determinó que el reservorio presenta un buen potencial, con un caudal de 2,596 BFPD como el máximo caudal que puede aportar y un índice de productividad de 3.84 BFPD/psi. Hasta el mes de julio, fecha en la cual se tomó los datos, el pozo producía 1,200 BFPD con un corte de agua del 11% a una presión de fondo fluyente de 851 psig.

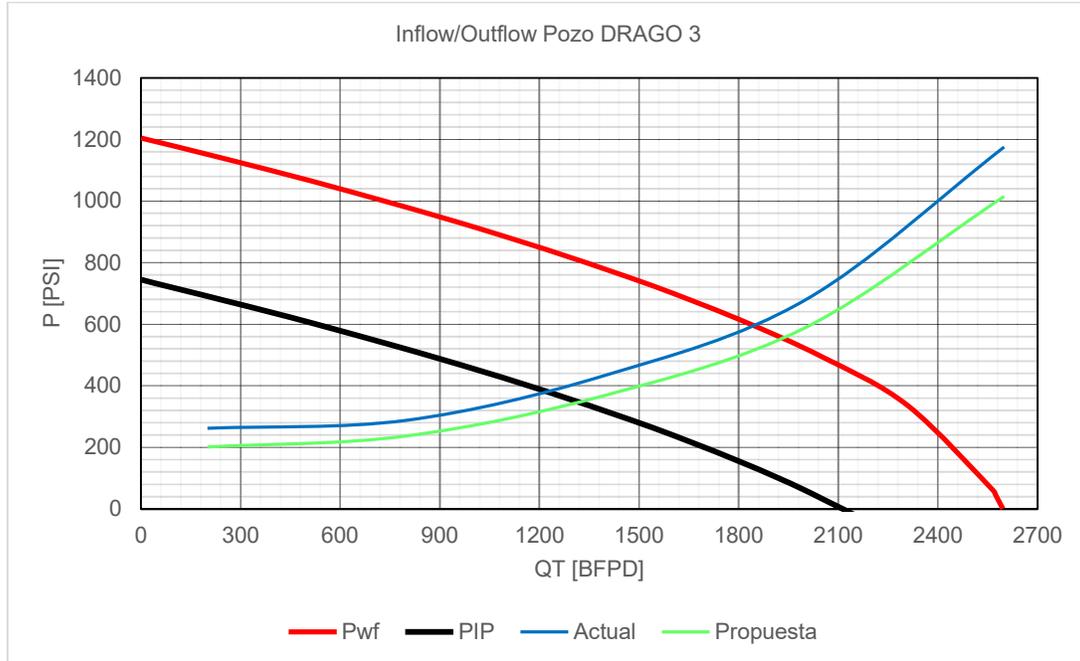


FIGURA 3.5. CURVA INFLOW Y OUTFLOW DEL POZO DRAGO 3

Elaboración: Gaona, 2019

La curva de rendimiento de la bomba mostrada en la figura 3.6 indica que el equipo se encuentra operando dentro del rango óptimo de funcionamiento, presentando las siguientes condiciones operativas: un TDH de 7,466 ft, una PIP de 390 psig y una eficiencia de la bomba del 55.5%.

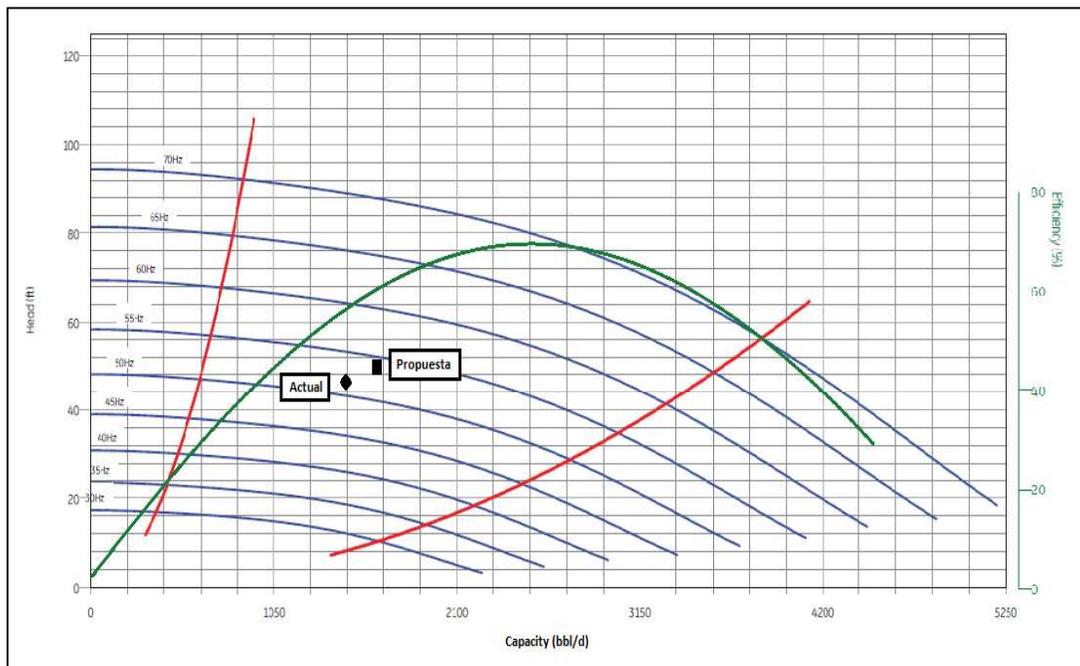


FIGURA 3.6. CURVA DE RENDIMIENTO DE LA BOMBA TE2700

Fuente: PETROAMAZONAS EP, 2018

Elaboración: Gaona, 2019

Como mejor alternativa para optimizar e incrementar la producción de este pozo, es incrementar la frecuencia de operación a 54 Hz. Con éste cambio de frecuencia en la bomba, se logra desplazar el punto de operación evitando el desgaste en la bomba por carga descendente y alargando la vida útil de la misma.

Bajo esta nueva condición de operación, la producción se puede incrementar hasta 1,312 BFPD, pasando a operar bajo las siguientes condiciones: TDH de 7,575 ft, presión de fondo fluente de 811 psig, una presión intake de 350 psig y una eficiencia de la bomba de 58%.

Los resultados obtenidos en cuanto al incremento de producción se resumen en la tabla 3.6.

TABLA 3.6. PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN DRAGO 3

Producción Actual		Producción Futura		Incremento
BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
1,200	1,068	1,312	1,167.7	99.7

ELABORACIÓN: Gaona, 2019

3.3.4 ANÁLISIS POZO DRAGO 4

El pozo fue perforado en el mes de septiembre de 2014 llegando a una profundidad de 10,740 pies en MD, siendo éste de tipo direccional con un ángulo de desviación máximo de 23.74° a 9,263 pies en MD, su completación fue culminada el 13 de octubre de 2014.

Luego de haber culminado la completación del pozo se empezó a producir de la arena T Inferior hasta el mes de abril de 2017, fecha en la cual se registra el último workover, donde se decidió punzonar la arena U Inferior y así cambiar la zona de producción aislando la arena T Inferior por bajo aporte. El pozo hasta el mes de julio de 2018 registra un total de 2 intervenciones, y las condiciones con las cuales opera se detallan a continuación en la tabla 3.7.

TABLA 3.7. INFORMACIÓN DEL POZO DRAGO 4

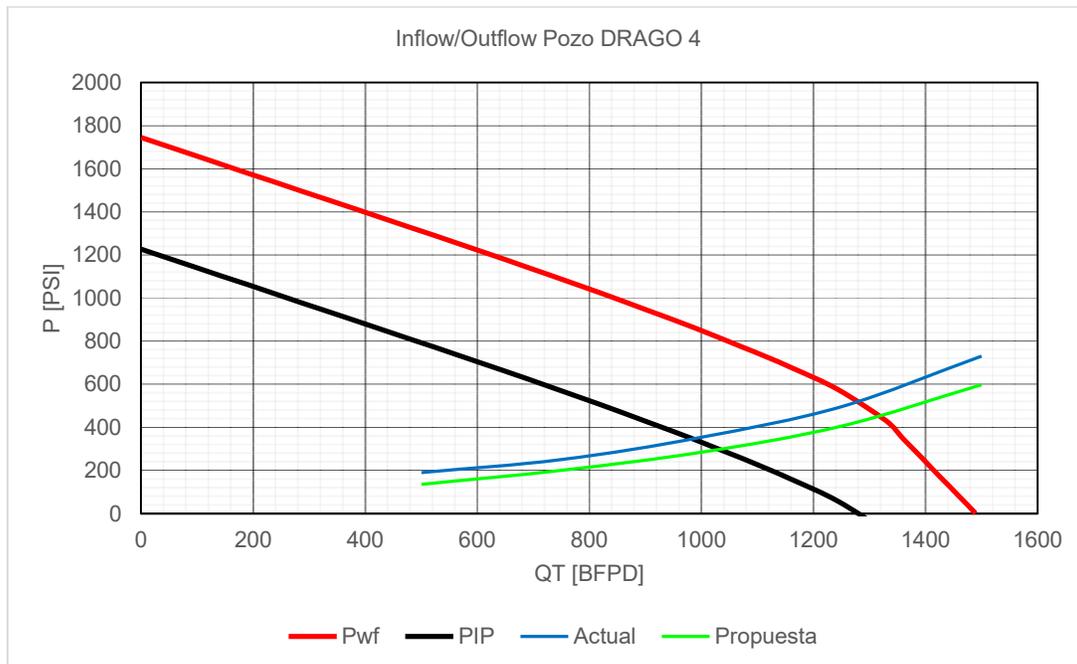
DRAGO 4			
q _t [BFPD]	970	4 Bombas	TD1750
BSW [%]	73	Serie	400
GOR [scf/STB]	424	Frecuencia [Hz]	56
API	26.6	Etapas	125/125/125/125
γ _o	0.895	Voltaje [V]	432
γ _g	1.191	Amperaje [A]	41
γ _w	1.049	Motor	Dura 456 300/2841/70
P _{wh} [psig]	42	OD Tubing [in]	3 ½
PIP [psig]	366	ID Tubing [in]	2.992
P _{wf} [psig]	884	OD Casing [in]	7
P _b [psig]	1,328	ID Casing [in]	6.276

TABLA 3.7. CONTINUACIÓN

Pr [psig]	1,744	Descarga de la Bomba [ft]	8,806
T_{wh} [°F]	220	Asentamiento de la Bomba [ft]	8,895
T_m [°F]	250	Asentamiento del Motor [ft]	8,945
Tr [°F]	210	Tope Arena [ft]	10,152
k [md]	407.76	Base Arena [ft]	10,198
S	2.78	Espesor Neto [ft]	36

FUENTE: PETROAMAZONAS EP, 2018

Para entender el comportamiento del reservorio, se generó la curva IPR ilustrada en la figura 3.7, donde se determinó que el caudal máximo de aportación de fluido es de 1,490 BFPD con un índice de productividad de 1.15 BFPD/psi, indicando que el reservorio presenta una buena capacidad de producción pero con el inconveniente de que presenta un elevado corte de agua. Actualmente el pozo registra una producción de 970 BFPD de los cuales 261.9 barriles corresponden a producción neta de petróleo.

**FIGURA 3.7. CURVA INFLOW Y OUTFLOW DEL POZO DRAGO 4**

Elaboración: Gaona, 2019

La figura 3.8 ilustra la curva de rendimiento de la bomba instalada la cual indica que el punto operativo con el que se encuentra operando, se sitúa a la izquierda del punto máximo de operación de la bomba, pero aun operando dentro del rango permisible. El equipo BES operativamente trabaja con: presión intake de 366 psig, presión de descarga de 2,588 psig, TDH de 7,605 ft y una eficiencia del 58% con la cual la bomba trabaja.

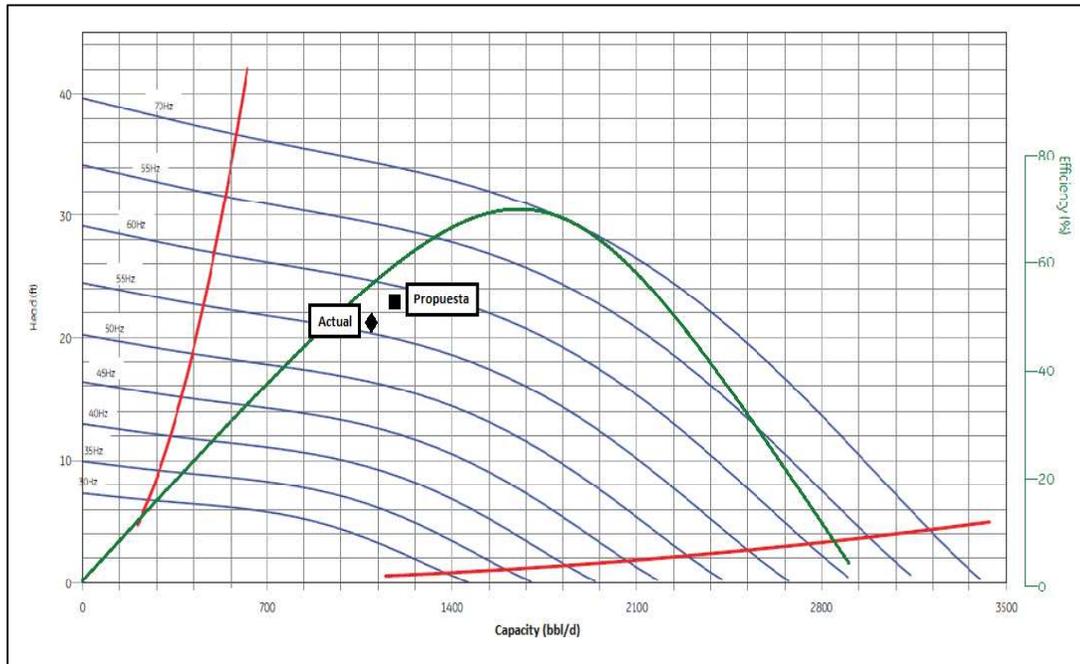


FIGURA 3.8 CURVA DE RENDIMIENTO DE LA BOMBA TD1750

Fuente: PETROAMAZONAS EP, 2018

Elaboración: Gaona, 2019

La alternativa para la optimización consiste en subir la frecuencia a 58 Hz, tomando en consideración que la presión de operación que se propone se mantiene en un rango aceptable tratando de no desestabilizar al reservorio y de no afectar el buen funcionamiento de la bomba. Al simular el incremento en la frecuencia de 2 Hz, la eficiencia de la bomba alcanzó un valor de 60%.

El nuevo punto operativo para el pozo según la curva outflow generada para la frecuencia de 58 Hz, se encuentra a una presión de fondo fluvente de 818 psig con una caudal de 1,030 BFPD. La ganancia en cuanto a la producción de petróleo es de 16.2 BPPD. Las condiciones con las cuales la bomba pasaría a trabajar serían de: PIP de 300 psig, presión de descarga de 2,593 psig y un TDH de 7,762 ft

Evidentemente la variación de la frecuencia deriva en una caída de presión y una posible conificación del reservorio, por lo tanto, cuando la bomba llegue a su tiempo de vida útil es necesario definir mediante un registro eléctrico la ubicación del contacto agua petróleo, y si es el caso cambiar de zona productora o buscar otra alternativa para evitar producir con alto BSW. En la tabla 3.8 se presenta el pronóstico de la producción que se prevé tener luego de la optimización.

TABLA 3.8. PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN DRAGO 4

Producción Actual		Producción Futura		Incremento
BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
970	261.9	1,030	278.1	16.2

ELABORACIÓN: Gaona, 2019

3.3.5 ANÁLISIS POZO DRAGO 5

El pozo DRAGO 5 fue perforado entre los meses de mayo y junio del 2013. Sin embargo, debido a pruebas iniciales que se llevaban a cabo, su completación fue culminada el 16 de febrero de 2014 empezando así su etapa productiva con la arena U Inferior, en donde desde el inicio de su producción se ha venido usando el sistema de levantamiento artificial por BES.

El pozo registra una sola intervención que tenía como finalidad el fracturamiento de la arena U Inferior, misma que se llevaría cabo en los meses de abril y julio del 2017, pero el 3 de mayo se suspenden las operaciones, y tras varios inconvenientes el 21 de mayo reinician los trabajos de fracturamiento.

Luego de los trabajos que se venían realizando, el 5 de junio nuevamente suspenden las operaciones debido a que se presume haya daño mecánico en el pozo en el intervalo de la arena U Inferior. El 23 de junio se reinician operaciones y se decide bajar un nuevo sistema BES y así se pone en producción al pozo. En la tabla 3.9 se indican los parámetros con los cuales opera el pozo hasta el mes de julio de 2018.

TABLA 3.9. INFORMACIÓN DEL POZO DRAGO 5

DRAGO 5			
q_t [BFPD]	63	3 Bombas	D1050N
BSW [%]	5	Serie	400
GOR [scf/STB]	310	Frecuencia [Hz]	46.8
API	27.1	Etapas	126/126/126
γ_o	0.892	Voltaje [V]	380
γ_g	1.191	Amperaje [A]	22
γ_w	1.008	Motor	MAXIMUS 456 180/2519/46.6
P_{wh} [psig]	60	OD Tubing [in]	3 ½
PIP [psig]	345	ID Tubing [in]	2.992
P_{wf} [psig]	641	OD Casing [in]	7
P_b [psig]	1,328	ID Casing [in]	6.276
P_r [psig]	1,400	Descarga de la Bomba [ft]	9,423
T_{wh} [°F]	262	Asentamiento de la Bomba [ft]	9,496
T_m [°F]	365	Asentamiento del Motor [ft]	9,537
T_r [°F]	212	Tope Arena [ft]	10,297
k [md]	17.11	Base Arena [ft]	10,370
S	-3.75	Espesor Neto [ft]	45

FUENTE: PETROAMAZONAS EP, 2018

Con la información detallada en la tabla 3.9 y su posterior evaluación en las hojas de cálculo Excel se modeló la IPR mostrada en la figura 3.9, de donde se obtuvo que el reservorio puede aportar un caudal máximo de 84 BFPD y que su índice de productividad es de 0.1 BFPD/psi lo cual es un valor muy bajo para mantener produciendo al pozo y más aun haciendo uso del sistema BES.

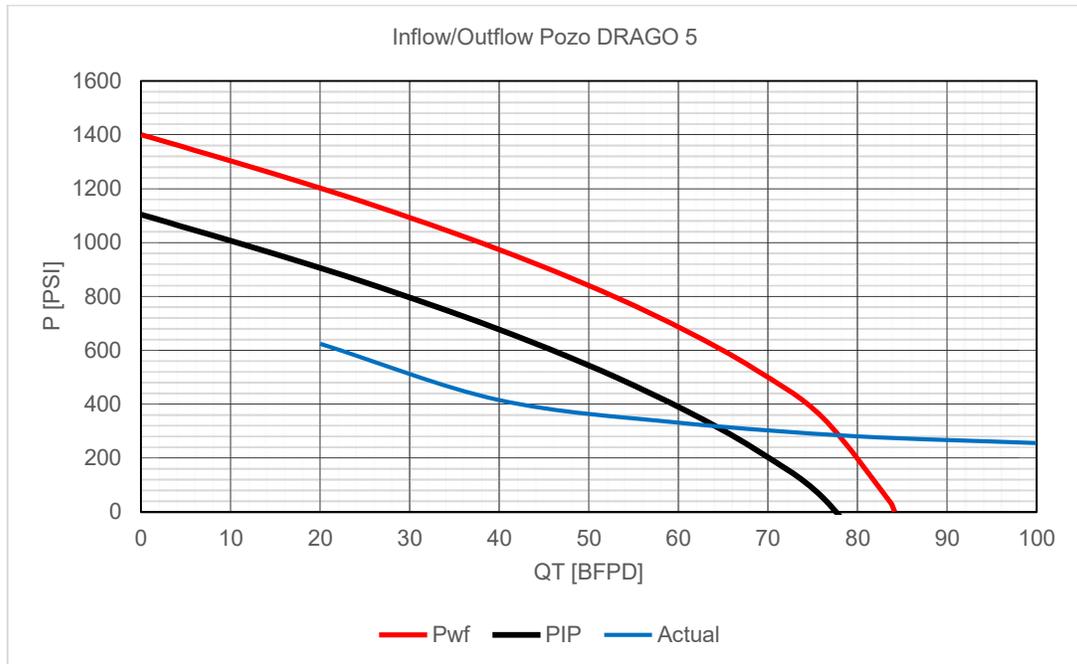


FIGURA 3.9. CURVA INFLOW Y OUTFLOW DEL POZO DRAGO 5

Elaboración: Gaona, 2019

Al analizar la curva de rendimiento de la bomba en la figura 3.10, se puede constatar que el punto operativo de la bomba se encuentra muy por debajo del límite mínimo de operación, es decir la bomba se encuentra operando en downthrust.

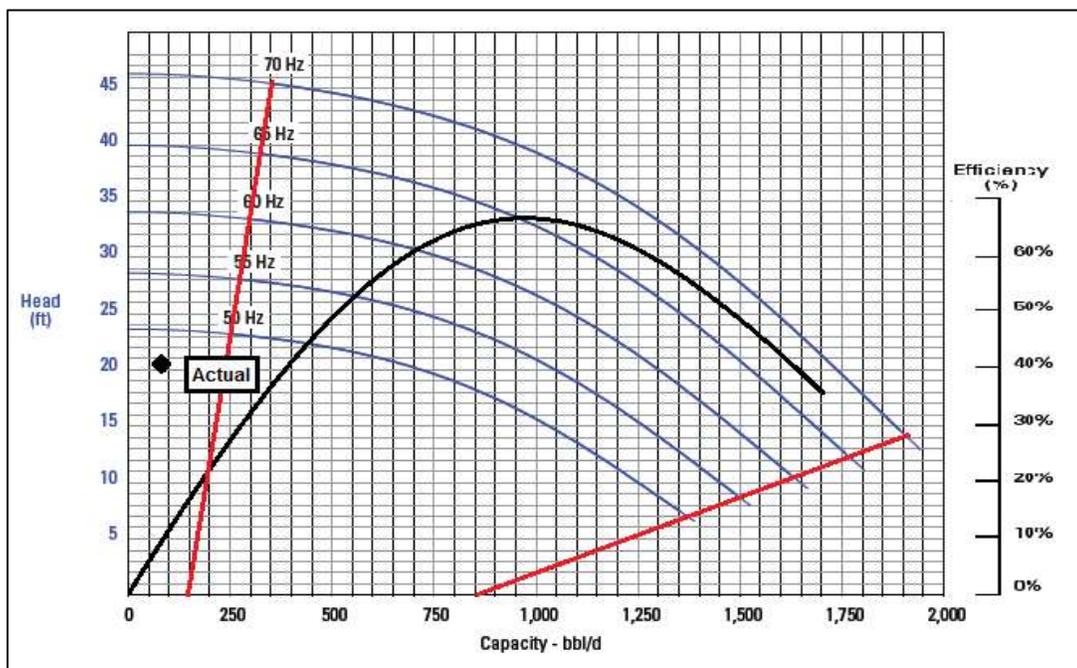


FIGURA 3.10. CURVA DE RENDIMIENTO DE LA BOMBA D1050N

Fuente: PETROAMAZONAS EP, 2018

Elaboración: Gaona, 2019

El equipo operativamente trabaja bajo las siguientes condiciones: TDH de 7,982 ft, presión de fondo fluyente de 641 psig y una eficiencia de 14.5% en donde la máxima eficiencia que esta bomba presenta es de 66.51% esto claramente puede significar un desgaste en el equipo por empuje descendente.

El pozo desde el inicio de su vida productiva producía un caudal promedio de 170 BFPD con un corte de agua de entre 1% y 2%, y con un equipo BES que manejaba este caudal. En base al historial de producción y a la intervención realizada al pozo, se determinó que la posible causa de la caída de la producción se deriva del daño ocasionado al pozo cuando se realizaba el fracturamiento en la arena U Inferior.

Para determinar la mejor alternativa en cuanto a la optimización del pozo se parte de la premisa que el equipo instalado se encuentra sobredimensionado, siendo inevitable diseñar un equipo para que trabaje a las condiciones presentadas en la tabla 3.9, es por eso que se debería pensar en otras opciones como cerrar el pozo, y realizar estudios para determinar parámetros sobre el estado del pozo y reservorio, y optar por una mejor alternativa de producción.

Si bien se sacrificaría la producción del pozo, el objetivo de este estudio se basa en realizar un diagnóstico del estado actual y tomar decisiones para garantizar la vida productiva del pozo y obtener los mayores réditos económicos rentables a futuro.

En la tabla 3.10 se resume cómo quedaría la producción del pozo tras el análisis realizado.

TABLA 3.10. PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN DRAGO 5

Producción Actual		Producción Futura		Incremento
BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
63	59.9	63	59.9	0

ELABORACIÓN: Gaona, 2019

3.3.6 ANÁLISIS POZO DRAGO 6

El pozo DRAGO 6 es un pozo tipo S que se perforó en el mes de julio de 2014 y completado finalmente el 18 de agosto del mismo año. Desde el inicio de su vida productiva la arena productora ha venido siendo U Inferior, donde se dispararon varios intervalos, produciendo un alto corte de agua con valores que bordeaban el 90%. En este pozo el único sistema de levantamiento artificial que se ha venido usando es el de bombeo electrosumergible.

En el mes de febrero del 2016 se cierra el pozo debido a la alta producción de agua, y en marzo del 2017 se llevó a cabo la primera intervención la que tenía como objetivo realizar una cementación secundaria (squeeze) para segregar las zonas que estaban produciendo un alto corte de agua y además fracturar otros intervalos de la arena, la segunda intervención fue realizada en julio del 2017 con la finalidad de realizar un Pulling BES. Los parámetros con los cuales el pozo opera y con los cuales se realizará el análisis nodal se detallan en la tabla 3.11.

TABLA 3.11. INFORMACIÓN DEL POZO DRAGO 6

DRAGO 6			
q_t [BFPD]	622	3 Bombas	TD1750
BSW [%]	2	Serie	400
GOR [scf/STB]	269	Frecuencia [Hz]	54
API	30.4	Etapas	125/125/125
γ_o	8.74	Voltaje [V]	439
γ_g	1.191	Amperaje [A]	36
γ_w	1.007	Motor	Dura 562 300/2391/81
P_{wh} [psig]	45	OD Tubing [in]	3 ½
PIP [psig]	385	ID Tubing [in]	2.992
P_{wf} [psig]	447	OD Casing [in]	7
P_b [psig]	1,328	ID Casing [in]	6.276
P_r [psig]	849	Descarga de la Bomba [ft]	9,498
T_{wh} [°F]	215	Asentamiento de la Bomba [ft]	9,564
T_m [°F]	276	Asentamiento del Motor [ft]	9,606
T_r [°F]	219	Tope Arena [ft]	9,718
k [md]	286.53	Base Arena [ft]	9,739
S	-2.36	Espesor Neto [ft]	21

FUENTE: PETROAMAZONAS EP, 2018

La información presentada anteriormente permitieron al algoritmo desarrollado en las hojas de cálculo Excel, modelar y estudiar el comportamiento del reservorio obteniendo la curva IPR de la figura 3.11, donde se identificó que el pozo presenta un buen potencial de producción, tal es así que se tiene un AOF de 922 BFPD y un índice de productividad de 1.95 BFPD/psi.

En la figura 3.12 se muestra la curva de rendimiento de la bomba, en donde se puede evidenciar que el punto de operación se encuentra dentro del rango óptimo pero acercándose al límite mínimo de operación. Operativamente el equipo trabaja bajo las siguientes condiciones: presión intake de 385 psig, presión de descarga de 1,767 psig, TDH de 8,435 ft y una eficiencia de la bomba que se sitúa a 19.3% por debajo del punto de eficiencia óptimo de 66.8%.

Tras haber simulado las condiciones del pozo y posterior análisis de la curva de rendimiento de la bomba, se concluyó que la mejor alternativa para la optimización de la producción consiste en incrementar la frecuencia de 54 a 55 Hz, con la finalidad de desplazar el punto de operación dentro de la curva de rendimiento de la bomba para evitar el desgaste por carga descendente e incrementar su eficiencia.

En la intersección de la curva de oferta y demanda se tiene que el pozo presenta un punto operativo a: 364 psig para la presión intake, presión de fondo fluente de 426 psig, presión de descarga de 1,773 psig, 647 BFPD de caudal a condiciones de superficie, TDH de 8,491 ft y una eficiencia de la bomba de 49%.

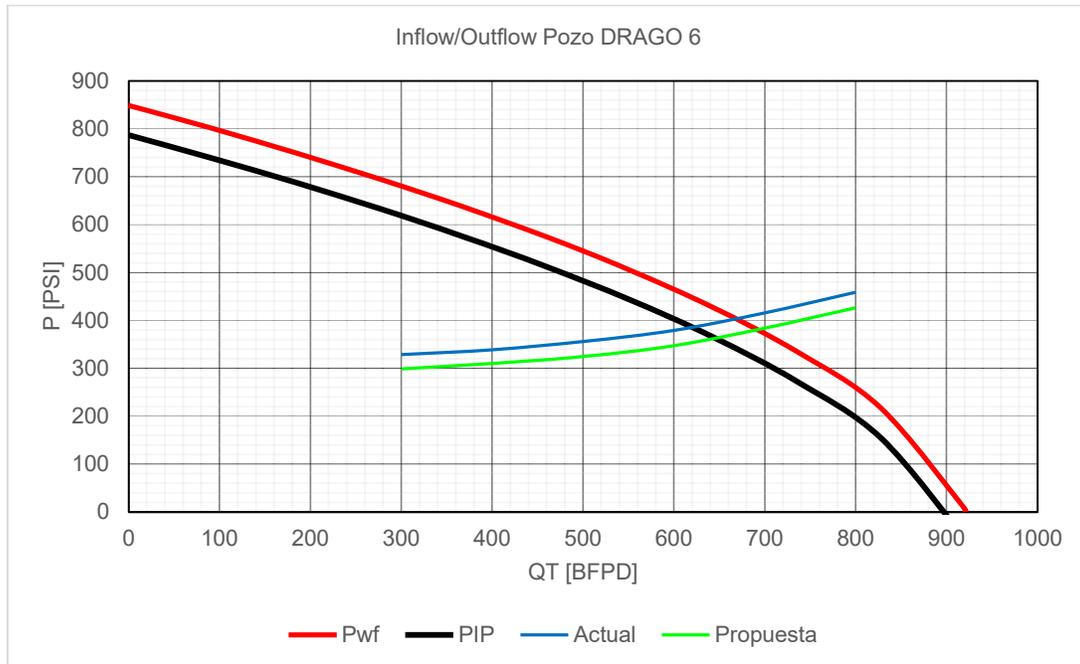


FIGURA 3.11. CURVA INFLOW Y OUTFLOW DEL POZO DRAGO 6

Elaboración: Gaona, 2019

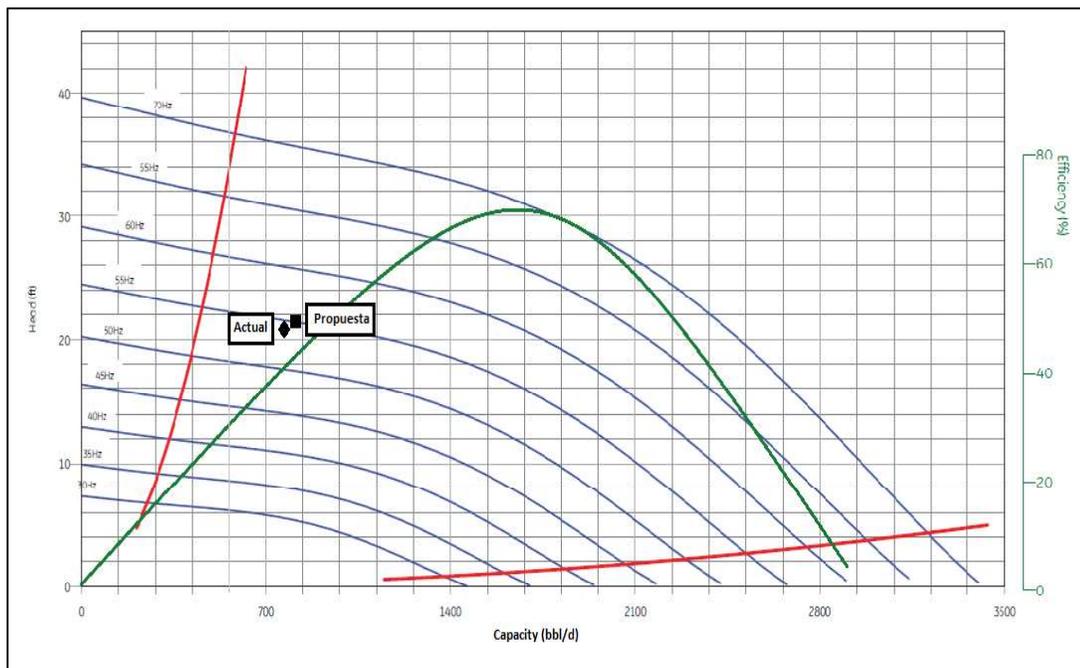


FIGURA 3.12 CURVA DE RENDIMIENTO DE LA BOMBA TD1750

Fuente: PETROAMAZONAS EP, 2018

Elaboración: Gaona, 2019

Mediante este cambio de punto de operación se tiene una caída en la presión de fondo fluente de 21 psig respecto de las condiciones de partida. Esta opción de optimización no pretende desestabilizar la buena producción del pozo y el buen comportamiento del equipo instalado.

El reporte de producción obtenido al realizar el análisis nodal simulando las condiciones planteadas se resume en la tabla 3.12.

TABLA 3.12. PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN DRAGO 6

Producción Actual		Producción Futura		Incremento
BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
622	609.6	647	643.1	33.5

ELABORACIÓN: Gaona, 2019

3.3.7 ANÁLISIS POZO DRAGO 7

El pozo DRAGO 7 es un pozo direccional que se terminó de perforar el 2 de agosto del 2012 e inmediatamente se inició la completación y pruebas iniciales. Al principio se disparó las arenas U y T Inferior, donde la arena T Inferior no dio los resultados esperados en cuanto al aporte de petróleo y se optó finalmente por producir únicamente de la arena U Inferior mediante el uso del sistema de bombeo hidráulico tipo Jet. El pozo empezó su vida productiva con una producción inicial que bordeaba los 900 BFPD y un corte de agua insignificativo lo cual era económicamente rentable.

A finales de enero del 2014 se suspende la producción del pozo debido a la alta producción de agua que se tenía, permaneciendo cerrado por 5 meses en los cuales sirvieron para hacer estudios y optimizar la producción de este pozo, llevándose a cabo la primera intervención en donde se cambia de sistema de levantamiento artificial pasando al sistema BES.

El pozo hasta el mes de julio del 2018 registra un total de 7 intervenciones, de los cuales solo uno de estos fue para realizar un fracturamiento a la arena U Inferior, fracturamiento que se realizó en el mes de junio del 2017 y en donde no se logró los resultados esperados. El resto de intervenciones realizadas fueron debido a problemas en el sistema BES. En la tabla 3.13 se indican los parámetros con los cuales se encuentra operando el pozo y que servirán para hacer el análisis nodal.

TABLA 3.13. INFORMACIÓN DEL POZO DRAGO 7

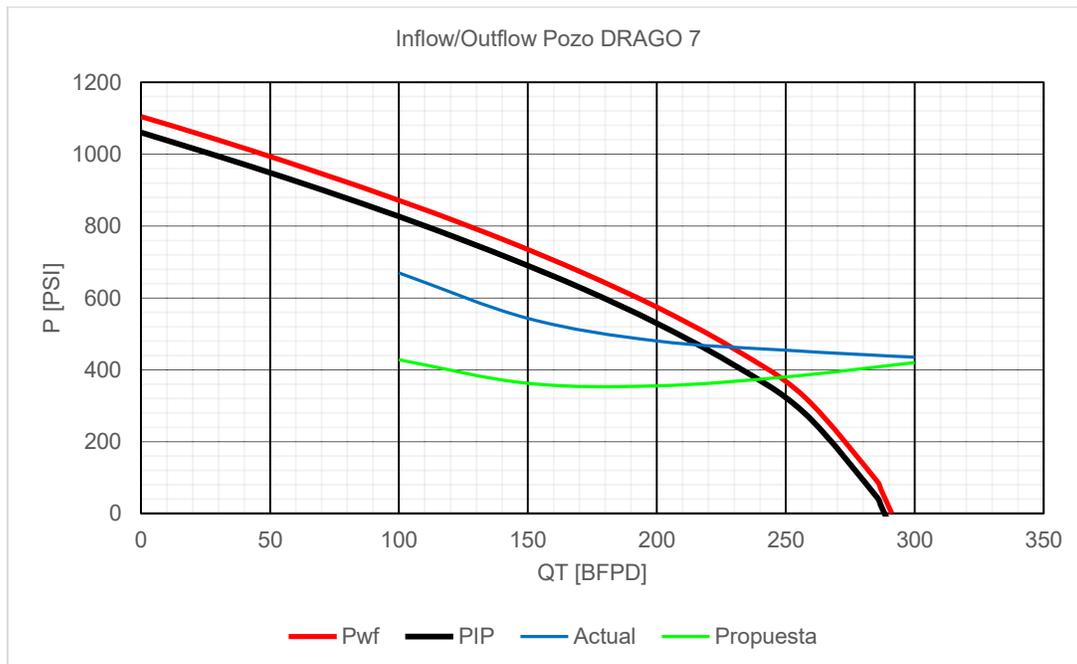
DRAGO 7			
q_t [BFPD]	221	3 Bombas	1 D1150N, 2 D1050N
BSW [%]	18	Serie	400
GOR [scf/STB]	310	Frecuencia [Hz]	49.5
API	26.4	Etapas	356
γ_o	0.896	Voltaje [V]	181, 92/83
γ_g	1.191	Amperaje [A]	31
γ_w	1.030	Motor	MAXIMUS 456 120/1508/52
P_{wh} [psig]	105	OD Tubing [in]	3 ½
PIP [psig]	470	ID Tubing [in]	2.992
P_{wf} [psig]	515	OD Casing [in]	7

TABLA 3.13. CONTINUACIÓN

P_b [psig]	1,328	ID Casing [in]	6.276
P_r [psig]	1,105	Descarga de la Bomba [ft]	9,764
T_{wh} [°F]	220	Asentamiento de la Bomba [ft]	9,813
T_m [°F]	290	Asentamiento del Motor [ft]	9,854
T_r [°F]	220	Tope Arena [ft]	9,902
k [md]	52.64	Base Arena [ft]	9,950
S	-2.80	Espesor Neto [ft]	37

FUENTE: PETROAMAZONAS EP, 2018

Para comprender el comportamiento del reservorio se generó la curva IPR ilustrada en la figura 3.13 que indica un valor de 291 BFPD para el caudal máximo y un índice de productividad que ha disminuido de 1.95 a 0.47 BFPD/psi desde el 19/06/17 a la fecha de estudio, lo que claramente evidencia una reducción del 76% en menos de un año, esto debido al daño ocasionado cuando se intentaba fracturar la arena.

**FIGURA 3.13 CURVA INFLOW Y OUTFLOW DEL POZO DRAGO 7**

Elaboración: Gaona, 2019

Con la producción de 221 BFPD, la bomba se encuentra sometida a desgaste por downthrust como se puede apreciar en la figura 3.14. Las condiciones operativas del equipo BES son las siguientes: TDH de 8,490 ft, presión intake de 453 psig, presión de descarga de 2,483 psig y una eficiencia de 26% para la bomba.

Como se mencionó anteriormente, el equipo BES se encuentra fuera del rango de operación óptimo, por lo que de una manera u otra hay que poner a operar bajo condiciones aceptables debido a que el equipo instalado es nuevo y lleva menos de un año en operación, y operar como se lo está haciendo podría dañar al equipo.

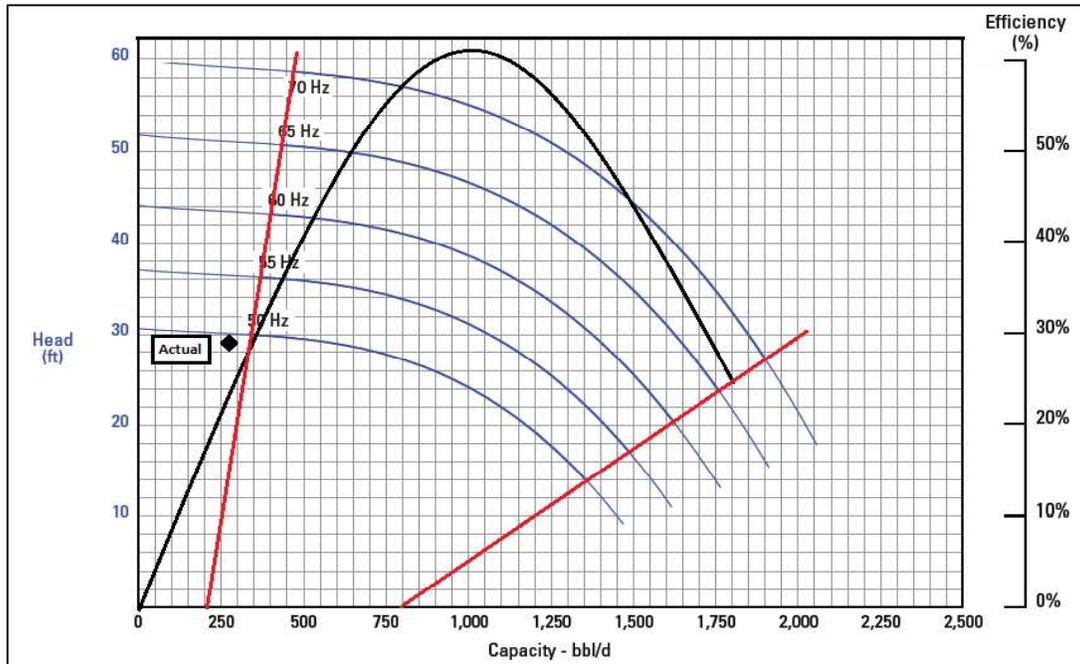


FIGURA 3.14 CURVA DE RENDIMIENTO DE LAS BOMBA D1150N

Fuente: PETROAMAZONAS EP, 2018

Elaboración: Gaona, 2019

En un principio se planteó la opción de incrementar la frecuencia de operación con el fin de sacar la bomba de la zona de downthrust sin embargo, los resultados no fueron los esperados. Cabe mencionar que en este pozo se encuentra instalado dos tipos de bombas, pero para efecto de análisis se tomó a la bomba D1150N para analizar el funcionamiento de ambas debido a que son de similares características.

El mejor escenario a considerar para la optimización consiste en el cambio de bomba a una que maneje menor caudal, y la bomba elegida es la D460N, su rango de operación óptimo esta entre 200 y 650 BPD a 60 Hz. La intercepción de la curva inflow con la nueva curva outflow generó el punto operativo que da un caudal de 239 BFPD a una presión de fondo fluyente de 419 psig. Este nuevo punto operativo se encuentra dentro del rango óptimo de funcionamiento de la bomba, y cercano a su máxima eficiencia de 53% tal y como se observa en la figura 3.15.

Las condiciones iniciales de diseño del nuevo equipo BES es: a la misma profundidad de asentamiento de la bomba ya instalada, un TDH de 8,731 ft, una presión intake de 374 psig, una presión de descarga de 2,478 psig, con 350 etapas y una potencia requerida de 24.53 HP para la cual se optará por instalar el motor MAXIMUS serie 456, 120 HP, 1,508 Voltios y 52 Amperios.

Se debe considerar que el reservorio productor es U Inferior y la presión de saturación es de 1,328 psig por lo tanto es necesario instalar un separador de gas en el nuevo equipo. El incremento en la producción luego de realizar el cambio de bomba se detalla en la tabla 3.14.

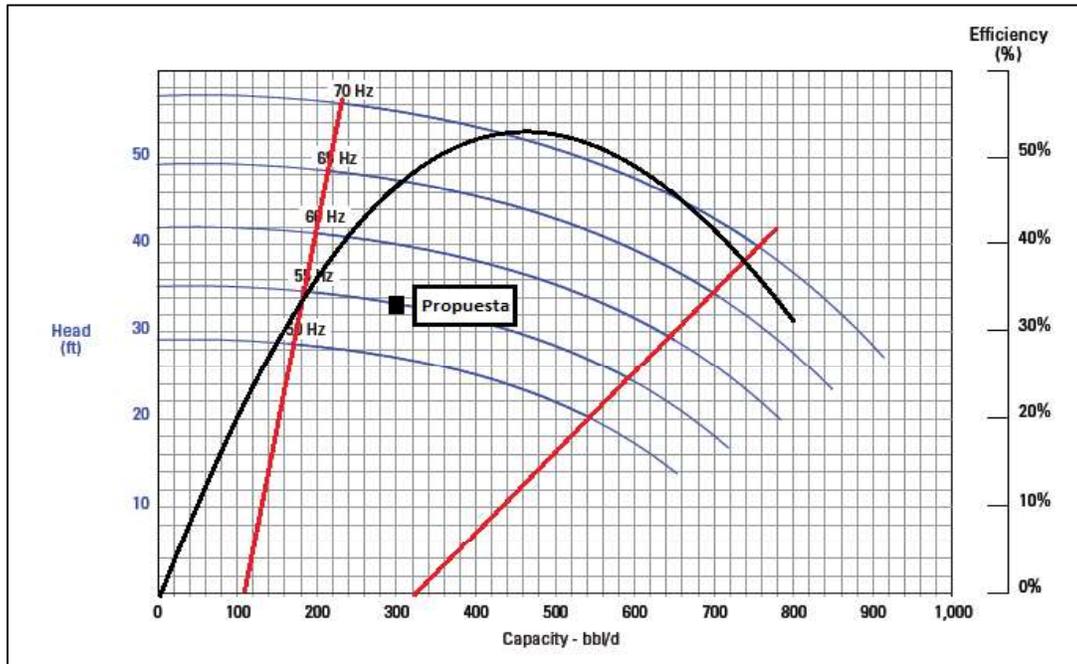


FIGURA 3.15. CURVA DE RENDIMIENTO DE LA BOMBA D460N

Fuente: PETROAMAZONAS EP, 2018

Elaboración: Gaona, 2019

TABLA 3.14. PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN DRAGO 7

Producción Actual		Producción Futura		Incremento
BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
221	181.2	239	196	14.8

ELABORACIÓN: Gaona, 2019

3.3.8 ANÁLISIS POZO DRAGO 8

El pozo DRAGO 8 es un pozo direccional tipo J que presenta un ángulo de desviación máximo de 26.75° , se terminó de perforar a finales del año 2012 y posteriormente se empezó su completación y pruebas iniciales. En un principio se mantuvo evaluando a las arenas U y T Inferior mediante una bomba Jet con unidad móvil de producción (MTU por sus siglas en inglés).

El inicio de la vida productiva del pozo empezó con la arena T Inferior en julio del 2013 mediante el uso del sistema BES y se mantuvo produciendo hasta julio del 2014 donde se decide apagar el equipo BES por problemas mecánicos y por el alto BSW, en agosto del 2017 se abre la producción de la arena U Inferior tras operaciones de fracturamiento. El pozo hasta julio de 2018 presenta un total de 3 workovers y se encuentra operando bajo las condiciones detalladas en la tabla 3.15.

TABLA 3.15. INFORMACIÓN DEL POZO DRAGO 8

DRAGO 8			
q_t [BFPD]	143	4 Bombas	DN1750
BSW [%]	2	Serie	400
GOR [scf/STB]	310	Frecuencia [Hz]	60
API	27.1	Etapas	62/102/102/102
γ_o	0.892	Voltaje [V]	455
γ_g	1.191	Amperaje [A]	25
γ_w	1.015	Motor	MAXIMUS 456 180/2520/46.6
P_{wh} [psig]	200	OD Tubing [in]	3 ½
PIP [psig]	314	ID Tubing [in]	2.992
P_{wf} [psig]	527	OD Casing [in]	7
P_b [psig]	1,328	ID Casing [in]	6.276
P_r [psig]	1,000	Descarga de la Bomba [ft]	9,479
T_{wh} [°F]	267	Asentamiento de la Bomba [ft]	9,549
T_m [°F]	338	Asentamiento del Motor [ft]	9,590
T_r [°F]	212	Tope Arena [ft]	10,089
k [md]	422.46	Base Arena [ft]	10,151
S	-2.53	Espesor Neto [ft]	44

FUENTE: PETROAMAZONAS EP, 2018

Para entender el comportamiento del reservorio, se generó la curva IPR mostrada en la figura 3.16, donde se determinó que el caudal máximo de aportación de fluido es de 212 BFPD con un índice de productividad de 0.38 BFPD/psi, indicando que el reservorio presenta una baja capacidad de producción.

Luego de la evaluación realizada al pozo se constató que el caudal que se está produciendo es demasiado bajo en comparación al caudal que la bomba DN1750 debería estar manejando, tal es así que la bomba opera con una eficiencia del 18%, encontrándose muy por debajo del límite mínimo de operación, otro parámetro más que se tiene es un TDH de 8,632 ft. El punto de operación se encuentra en la zona downthrust como se puede constatar en la curva de rendimiento de la figura 3.17, y según el historial de producción del pozo, la bomba vendría trabajando así desde hace varios meses.

La única vía para la optimización de este pozo consiste en hacer el cambio de equipo BES. El nuevo equipo planteado como propuesta tiene a la bomba R3SPHB que maneja pequeños caudales, la misma que se la evaluó por medio del algoritmo desarrollado y se generó la nueva curva de demanda mostrada en la figura 3.16.

De este análisis se obtuvo que el nuevo punto operativo para el pozo se encuentra: a una presión intake de 370 psig, una presión de fondo fluyente de 583 psig, una presión de descarga de 2,458 psig, un TDH de 8,788 ft y un caudal de 157 BFPD a condiciones de superficie y 209 bbl a condiciones de descarga de la bomba, la eficiencia con la que inicialmente operaría sería de 27.6%. El pronóstico de producción tras hacer el cambio de equipo se detalla en la tabla 3.16.

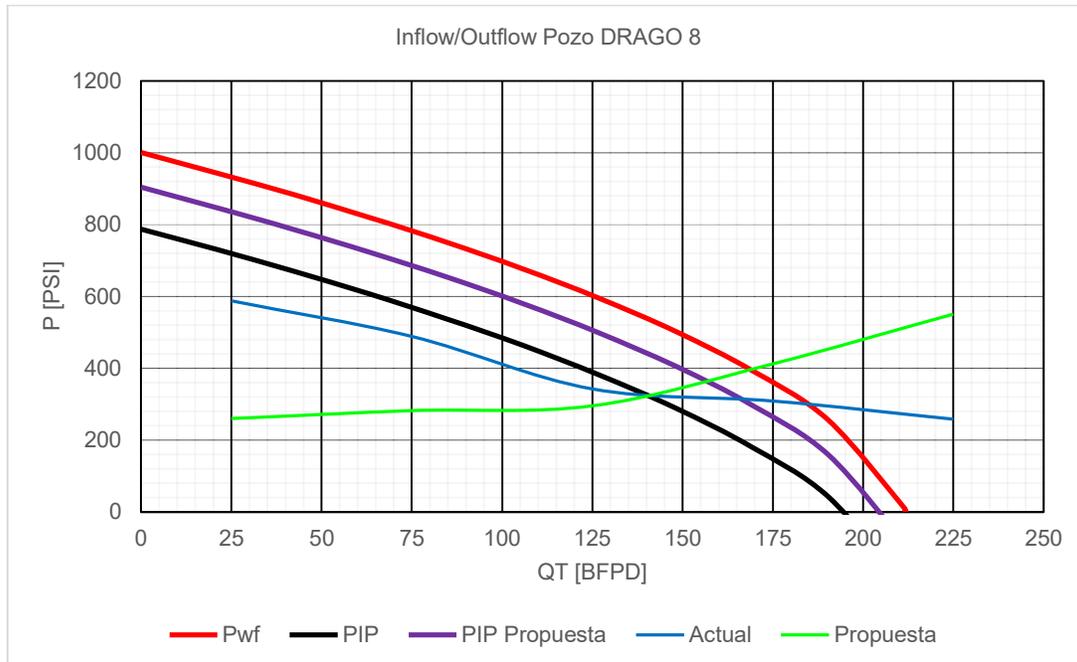


FIGURA 3.16. CURVA INFLOW Y OUTFLOW DEL POZO DRAGO 8

Elaboración: Gaona, 2019

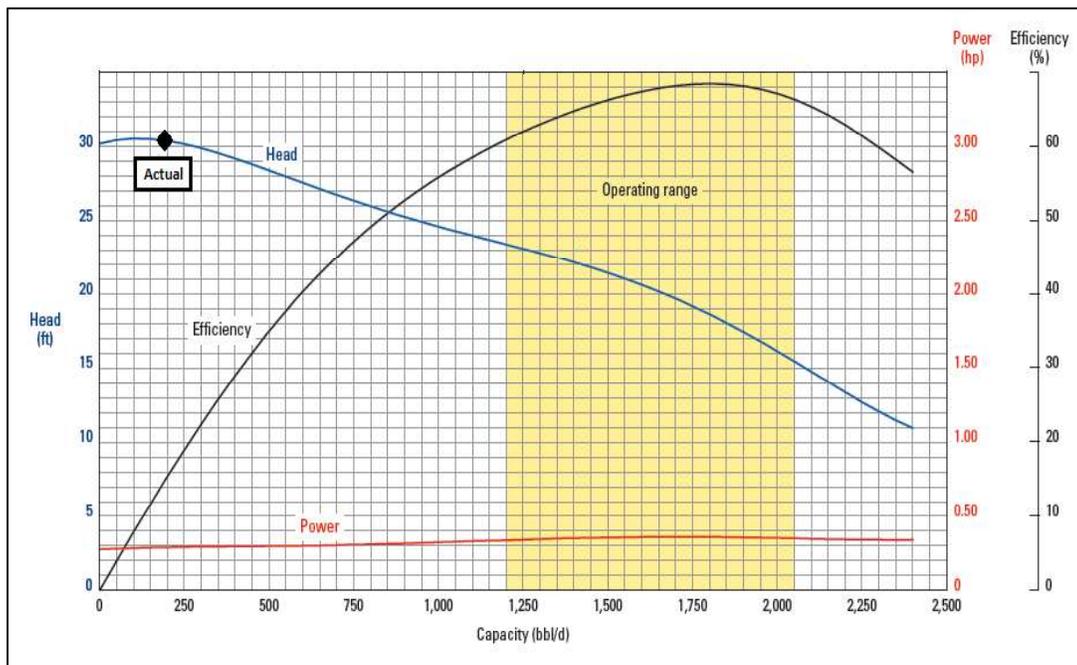


FIGURA 3.17. CURVA DE RENDIMIENTO DE LA BOMBA DN1750

Fuente: PETROAMAZONAS EP, 2018

Elaboración: Gaona, 2019

La profundidad a la cual se asentará la bomba es a 9,849 pies en MD es decir 300 pies por debajo de la que se encuentra asentada la bomba actual. La bomba fue diseñada para trabajar inicialmente a una frecuencia de 60 Hz, la cual requiere 450 etapas y 28.8 HP, el motor que se seleccionó para que brinde este requerimiento

de potencia es el MAXIMUS serie 456, 120 HP, 1,508 Voltios y 52 Amperios.

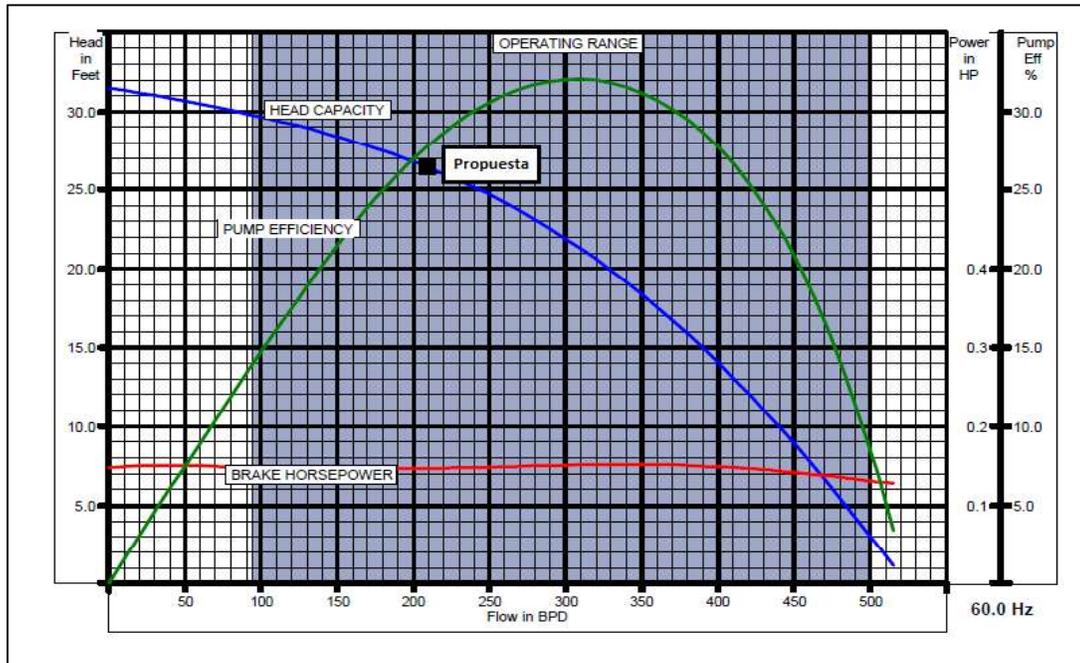


FIGURA 3.18. CURVA DE RENDIMIENTO DE LA BOMBA R3SPHB

Fuente: CATÁLOGO CENTRILIFT, 2002

Elaboración: Gaona, 2019

TABLA 3.16. PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN DRAGO 8

Producción Actual		Producción Futura		Incremento
BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
143	140.1	157	153.9	13.8

ELABORACIÓN: Gaona, 2019

3.3.9 ANÁLISIS POZO DRAGO 9

El pozo DRAGO 9 es un pozo direccional tipo J que se terminó de perforar en mayo del 2015, inmediatamente se empezó a producir de la arena T Inferior, produciendo hasta el mes de octubre del mismo año cuando se decidió cerrar la producción del pozo debido al alto BSW.

En abril del 2016 se abrió la producción de la arena U Inferior, manteniéndose durante 10 meses produciendo con una unidad MTU debido a que se la encontraba evaluando. Finalmente en agosto del 2017 se realizó la última intervención registrada, donde se hizo trabajos de fracturamiento a la arena U Inferior. Las condiciones con las cuales opera el pozo y con las que se realizará el análisis nodal se detallan en la tabla 3.17.

TABLA 3.17. INFORMACIÓN ACTUAL DEL POZO DRAGO 9

DRAGO 9			
q_t [BFPD]	585	2 Bombas	TE2700
BSW [%]	4	Serie	538
GOR [scf/STB]	360	Frecuencia [Hz]	50
API	26.3	Etapas	90/90
γ_o	0.897	Voltaje [V]	409
γ_g	1.191	Amperaje [A]	39
γ_w	1.012	Motor	Dura 456 300/2841/70
P_{wh} [psig]	70	OD Tubing [in]	3 ½
PIP [psig]	400	ID Tubing [in]	2.992
P_{wf} [psig]	519	OD Casing [in]	7
P_b [psig]	1,328	ID Casing [in]	6.276
P_r [psig]	1,073	Descarga de la Bomba [ft]	10,062
T_{wh} [°F]	217	Asentamiento de la Bomba [ft]	10,101
T_m [°F]	270	Asentamiento del Motor [ft]	10,151
T_r [°F]	212	Tope Arena [ft]	10,407
k [md]	241.59	Base Arena [ft]	10,452
S	11	Espesor Neto [ft]	23

FUENTE: PETROAMAZONAS EP, 2018

Al simular las condiciones del reservorio, se generó la curva IPR de la figura 3.19, donde indica que el AOF que el reservorio puede llegar a aportar es de 810 BFPD con un índice de productividad de 1.35 BFPD/psi. El punto operativo de este pozo se sitúa a una presión de fondo fluyente de 519 psig, una producción de 585 BFPD y un BSW del 2%.

Las condiciones con las que el equipo BES opera son: un TDH de 8,314 ft, una presión intake de 400 psig y una eficiencia de la bomba de 37.5%. Analizando la curva de rendimiento de la bomba en la figura 3.20, se observa que el punto de operación se encuentra cerca del límite mínimo de operación.

Considerando que se está aprovechando el 72.2% del máximo de aportación que tiene el reservorio, la vía para optimizar la producción de este pozo consiste en aumentar la frecuencia de operación, lo cual genera una ganancia en cuanto a producción además de desplazar el punto de operación del límite mínimo.

El motivo de no hacer cambio de equipo BES se debe a que el pozo presenta un bajo índice de declinación de producción, por lo tanto el punto de operación de la bomba dentro de la curva de rendimiento no va a variar rápidamente, brindando así un amplio espacio de tiempo para seguir operando al límite pero aun en condiciones aceptables. Este estudio se basa en realizar un análisis para la optimización de la producción, el cual brinde réditos económicos además de precautelar la integridad de los equipos.

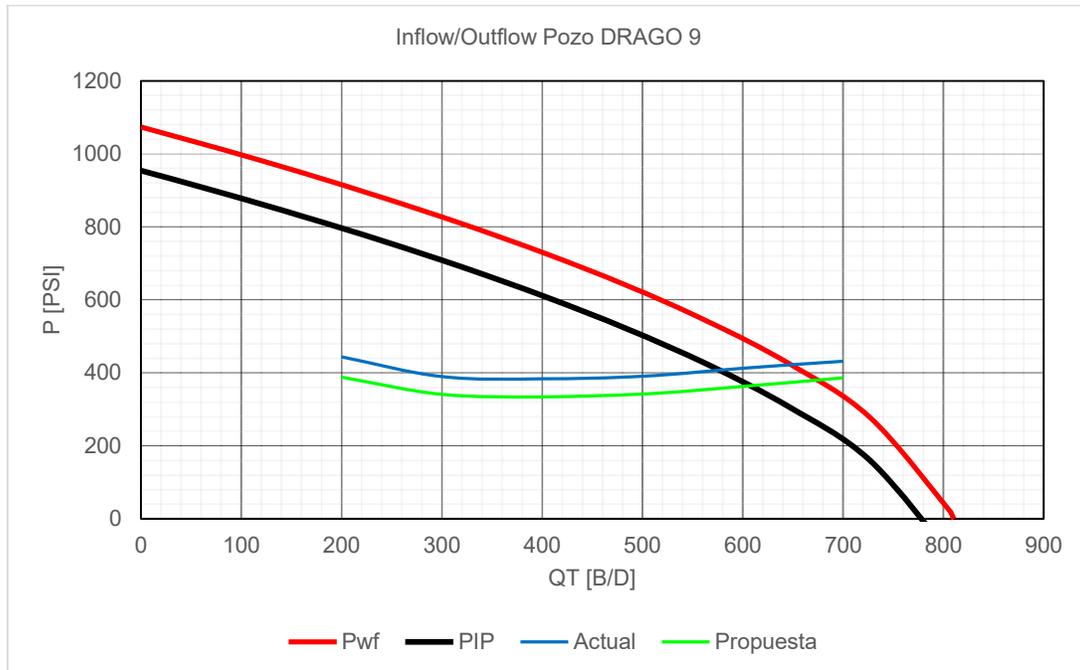


FIGURA 3.19. CURVA INFLOW Y OUTFLOW DEL POZO DRAGO 9

Elaboración: Gaona, 2019

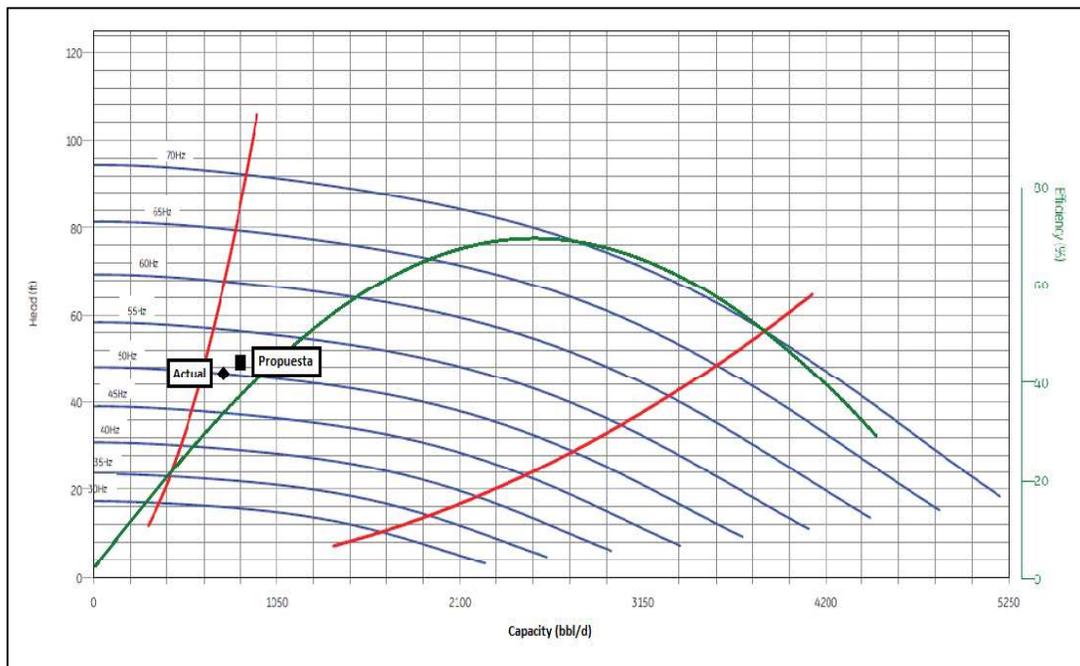


FIGURA 3.20. CURVA DE RENDIMIENTO DE LA BOMBA TE2700

Fuente: Petroamazonas EP, 2018

Elaboración: Gaona, 2019

El nuevo punto operativo planteado se puede visualizar en la figura 3.19 donde la curva outflow diseñada para 51.5 Hz, muestra un caudal de 608 BFPD a una presión intake de 365 psig, una presión de fondo fluyente de 484 psig, un TDH de 8,405 ft y una eficiencia de operación de la bomba de 40%. Los resultados en

cuanto a la ganancia de la producción se detallan en la tabla 3.18.

TABLA 3.18. PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN DRAGO 9

Producción Actual		Producción Futura		Incremento
BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
585	561.6	608	583.7	22.1

ELABORACIÓN: Gaona, 2019

3.3.10 ANÁLISIS POZO DRAGO 10

El pozo DRAGO 10 es un pozo direccional tipo J que se culminó de perforar el 31 de diciembre del 2013. El pozo empezó su producción de la arena T Inferior con un promedio de 1,200 BFPD y 16% de BSW. A finales de febrero del 2015 se decide cerrar la producción de la arena T Inferior debido a la baja producción y al alto BSW, en noviembre del 2017, y tras varios estudios realizados se empieza a producir de la arena U Inferior.

El pozo hasta el mes de julio de 2018 registra un total de 3 intervenciones y opera bajo los parámetros detallados en la tabla 3.19.

TABLA 3.19. INFORMACIÓN ACTUAL DEL POZO DRAGO 10

DRAGO 10			
q _t [BFPD]	755	4 Bombas	WD-3000
BSW [%]	5	Serie	400
GOR [scf/STB]	264	Frecuencia [Hz]	55
API	27.3	Etapas	96/96/96/96
γ _o	0.891	Voltaje [V]	418
γ _g	1.191	Amperaje [A]	34
γ _w	1.045	2 Motores	UT.XT1 450 120/1625/46
P _{wh} [psig]	120	OD Tubing [in]	3 ½
PIP [psig]	650	ID Tubing [in]	2.992
P _{wf} [psig]	694	OD Casing [in]	7
P _b [psig]	1,328	ID Casing [in]	6.276
P _r [psig]	1,739	Descarga de la Bomba [ft]	10,139
T _{wh} [°F]	217	Asentamiento de la Bomba [ft]	10,216
T _m [°F]	264	Asentamiento del Motor [ft]	10,299
T _r [°F]	212	Tope Arena [ft]	10,326
k [md]	168.52	Base Arena [ft]	10,342
S	-1.75	Espesor Neto [ft]	16

FUENTE: PETROAMAZONAS EP, 2018

Bajo las condiciones detalladas en la tabla 3.19, se realizó el análisis del reservorio empleando las hojas de cálculo Excel generando la curva IPR que se muestra en la figura 3.21, donde se obtuvo que el reservorio presenta un índice de productividad de 0.82 BFPD/psi, un caudal máximo de 949 BFPD. Hasta el mes de

julio del 2018 el pozo produce 755 BFPD con un corte de agua de 5% con lo cual se concluye que se está aprovechando el 79.6% del potencial total del reservorio.

En un inicio se optó por subir la frecuencia de operación del equipo BES con la intención de desplazar el punto de operación del límite mínimo en el que se encuentra operando, como se puede apreciar en la figura 3.22, pero los resultados no fueron los esperados debido a que el punto de operación no se alejaba del límite mínimo, lo cual implica que no es una alternativa de optimización.

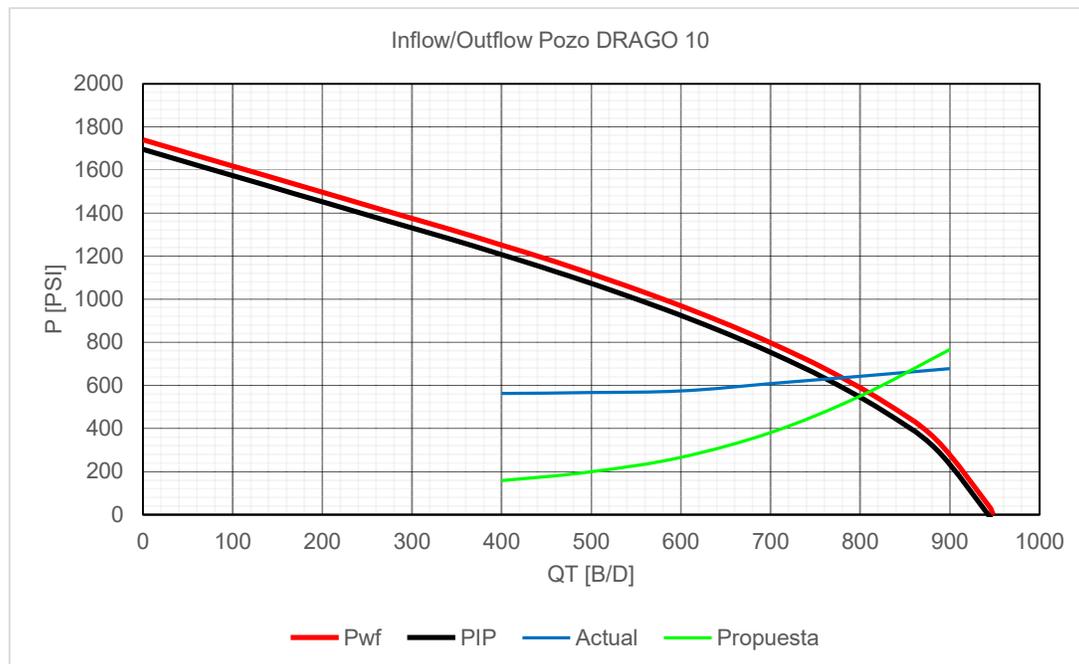


FIGURA 3.21. CURVA INFLOW Y OUTFLOW DEL POZO DRAGO 10

Elaboración: Gaona, 2019

La otra vía para optimizar la producción y preservar la integridad del equipo instalado en este pozo, es realizar el cambio del equipo BES a uno que maneje menor volumen y así evitar que la bomba instalada comience a tener problemas por operar en downthrust.

Tomando en consideración la curva IPR de la figura 3.21, la curva de demanda desarrollada para la nueva bomba muestra un punto operativo a una presión intake de 548 psig, una presión de fondo fluente de 592 psig y un caudal de 799 BFPD, lo que implica una ganancia de 41.8 BPPD. Con este cambio realizado se cambia de TDH pasando de 8,044 ft a 8,308 ft.

En la figura 3.23 se muestra la curva de rendimiento de la nueva bomba, que ubica el punto operativo a una eficiencia de 65.4% muy cerca de la máxima eficiencia que la bomba presenta que para este caso es de 66.5%. La nueva bomba se diseñó para trabajar con 430 etapas, y los HP requeridos para este total de etapas es de 45.7 HP por lo cual una opción de motor que suministre esta potencia es el MAXIMUS serie 456, 120 HP, 1508 Voltios y 52 Amperios. Cabe mencionar que para el nuevo equipo es indispensable la instalación de un separador de gas.

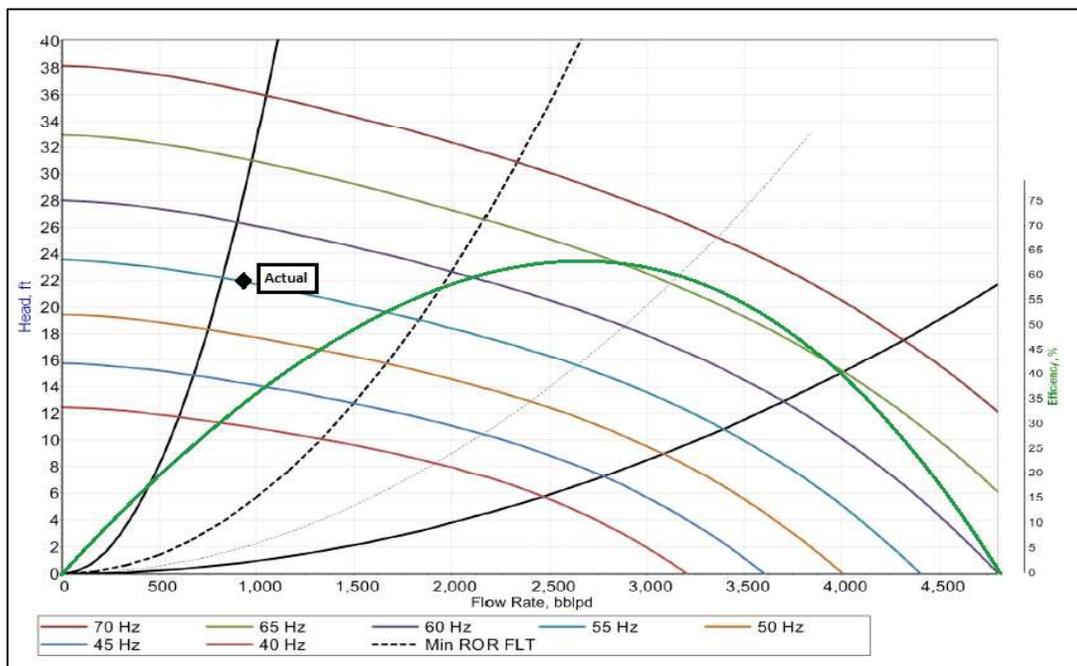


FIGURA 3.22. CURVA DE RENDIMIENTO DE LA BOMBA WD-3000

Fuente: Petroamazonas EP, 2018

Elaboración: Gaona, 2019

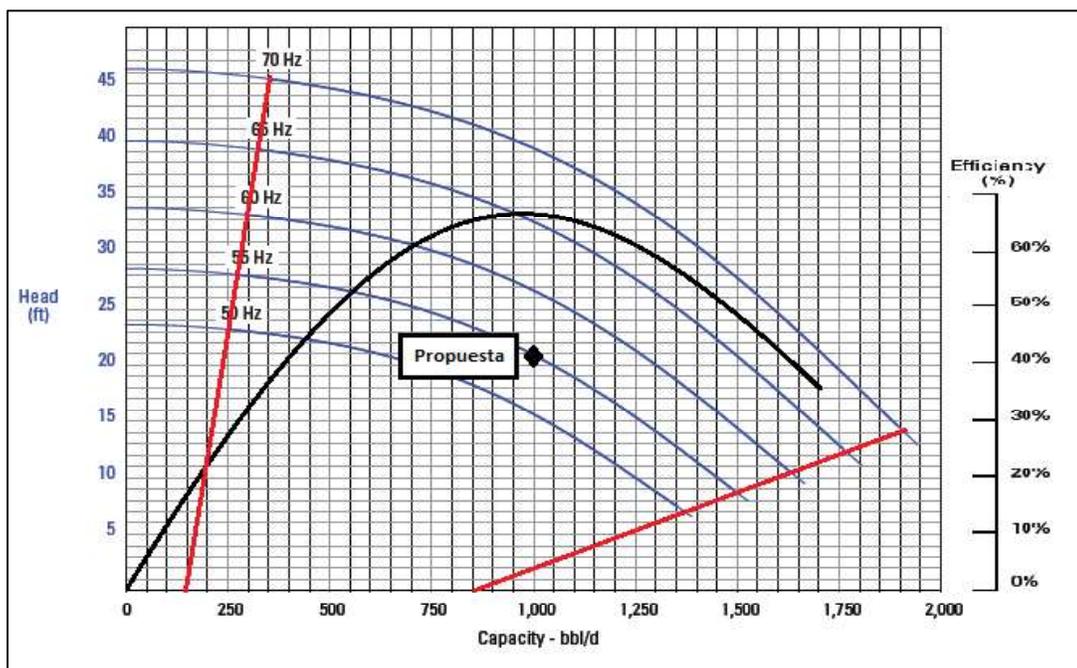


FIGURA 3.23 CURVA DE RENDIMIENTO DE LA BOMBA D1050N

Fuente: Petroamazonas EP, 2018

Elaboración: Gaona, 2019

En la tabla 3.20 se presenta la ganancia en cuanto a producción tras haber realizado el cambio de equipo BES.

TABLA 3.20. PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN DRAGO 10

Producción Actual		Producción Futura		Incremento
BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
755	717.3	799	759.1	41.8

ELABORACIÓN: Gaona, 2019

3.3 ANÁLISIS DE RESULTADOS

Mediante el uso del algoritmo desarrollado en las hojas de cálculo Excel se realizó el análisis nodal en los 10 pozos seleccionados, mismos que se encuentran produciendo bajo el sistema BES dentro del Campo Drago, análisis que abarca las condiciones del reservorio y del equipo instalado. En la tabla 3.21 se realiza un sumario de los resultados obtenidos como: caudal máximo (AOF), presión intake (PIP), presión de fondo fluyente (P_{wf}), presión de descarga (P_2), TDH y eficiencia de la bomba.

TABLA 3.21. RESULTADOS DEL ANÁLISIS NODAL

Pozo	AOF	PIP	P_{wf}	P_2	TDH	Eficiencia
	BFPD	psig	psig	psig	ft	%
DRAGO 1	382	355	400	2,791	8,837	33
DRAGO 2	603	380	441	1,844	8,453	37
DRAGO 3	2,596	350	811	1,925	7,575	58
DRAGO 4	1,490	300	818	2,593	7,762	60
DRAGO 6	922	364	426	1,773	8,491	49
DRAGO 7	291	374	419	2,478	8,731	46.9
DRAGO 8	212	370	583	2,458	8,788	27.6
DRAGO 9	810	365	484	1,709	8,405	40
DRAGO 10	949	548	592	2,312	8,308	65.4

ELABORACIÓN: Gaona, 2019

Además de los resultados mostrados en la tabla anterior se pudo verificar el punto de operación de las bombas dentro de las curvas de rendimiento de cada una de ellas, hecho que permitió: contrastar la parte teórica de diseño con los datos reales de las pruebas de producción, identificar en la curva de rendimiento en que zona o en qué estado se encuentran operando los equipos, y además analizar los parámetros eléctricos e hidráulicos.

En la figura 3.24 mediante el uso de un gráfico de pastel se muestra una estadística real de tres puntos operativos que se encontró durante el estudio, para ello se tomó como conjunto de datos a las bombas instaladas en los 10 pozos de estudio. La evaluación del punto operativo es de fundamental importancia debido a que del análisis obtenido, permitirá efectuar correcciones o hacer ajustes para impedir que se generen fallas en los equipos BES que luego impacten negativamente tanto en la producción como en la economía.



FIGURA 3.24. ESTADÍSTICA DE OPERACIÓN DE LOS EQUIPOS BES

Elaboración: Gaona, 2019

Según el gráfico el 30% de los equipos analizados se encontraron con presencia de desgaste por downthrust y otro 40% se acerca a la zona de downthrust lo que conllevaría a tener el 70% de los equipos operando fueran de las condiciones óptimas y por ende a tener fallas en los equipos instalados trayendo consigo pérdidas económicas.

En el gráfico 3.25 se representa la producción que se prevé tener tras implementar la optimización, en donde se puede ver que la producción total de agua para los 10 pozos es elevada además la tasa de petróleo pasaría de 4,268.6 a 4,544.9 BPPD generándose una ganancia de 276.3 BPPD.

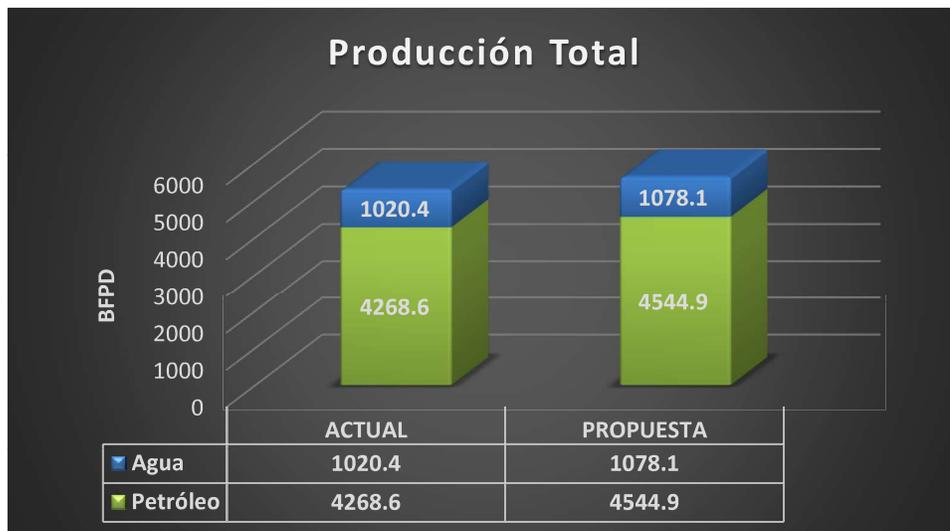


FIGURA 3.25 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN TOTAL

Elaboración: Gaona, 2019

El método propuesto por Kermit Brown que muestra cómo aplicar el análisis nodal para el diseño, optimización y análisis del BES tiene una buena aceptación debido al bajo porcentaje de error que presenta. En la tabla 3.22 se muestra la diferencia entre los caudales de producción reales y los caudales calculados mediante el algoritmo desarrollado en las hojas de cálculo Excel para verificar la validez del modelo.

Para el cálculo del porcentaje de error se utilizó la siguiente ecuación:

$$\%Error = \left| \frac{V_{real} - V_{calc}}{V_{real}} \right| \times 100\% \quad (3.1)$$

Donde:

V_{real} : Valor real.

V_{calc} : Valor calculado.

TABLA 3.22. ANÁLISIS COMPARATIVO

Pozo	Qactual	Qcalc	Error
	BFPD	BFPD	%
DRAGO 1	290	295	1.7
DRAGO 2	440	437	0.7
DRAGO 3	1,200	1,220	1.7
DRAGO 4	970	985	1.5
DRAGO 5	63	64	1.6
DRAGO 6	622	618	0.6
DRAGO 7	221	216	2.3
DRAGO 8	143	139	2.8
DRAGO 9	585	577	1.4
DRAGO 10	755	762	0.9

ELABORACIÓN: Gaona, 2019

El error promedio que se obtuvo es de +/- 1.5%, lo que claramente indica que el algoritmo es de buen uso para posteriores análisis. La base para tener un bajo porcentaje de error es del buen trato de la información obtenida.

CAPÍTULO 4

ANÁLISIS TÉCNICO - ECONÓMICO DE LAS ALTERNATIVAS DE OPTIMIZACIÓN

4.1 ANÁLISIS TÉCNICO

El análisis técnico del proyecto tiene como objetivo mitigar el riesgo en la inversión y además prevé un favorable rédito económico a futuro. Este análisis pretende que los pozos en estudio incrementen la producción de petróleo y que los equipos BES operen dentro de las condiciones óptimas en base de implementar nuevas condiciones operativas que se ajusten al potencial de cada uno de los pozos. Entre las alternativas escogidas para la optimización de la producción tenemos dos:

- 1) Variación en la frecuencia de operación de los equipos BES y,
- 2) Cambio de equipo BES.

En la tabla 4.1 se detalla la producción de cada uno de los pozos del antes y después de haber realizado el análisis nodal, análisis logrado a partir del algoritmo desarrollado en las hojas de cálculo Excel con el modelo de Kermit Brown. La ganancia en la producción de petróleo se estima en 276.3 BPPD, que al comparar los valores de producción de petróleo al mes de Julio del 2018 se tiene un aumento en un 6.47% y para el agua en un 5.65%.

TABLA 4.1. RESULTADOS DE LA OPTIMIZACIÓN

Pozo	Arena	Producción a Julio de 2018			Alternativa de Producción		Incremento
		BFPD	BPPD	BSW	BFPD	BPPD	BPPD
DRAGO 1	UI	290	237.8	18	308	252.6	14.8
DRAGO 2	UI	440	431.2	2	460	450.8	19.6
DRAGO 3	UI	1,200	1,068	11	1,312	1,167.7	99.7
DRAGO 4	UI	970	261.9	73	1,030	278.1	16.2
DRAGO 5	UI	63	59.9	5	63	59.9	0
DRAGO 6	UI	622	609.6	2	647	643.1	33.5
DRAGO 7	UI	221	181.2	18	239	196	14.8
DRAGO 8	UI	143	140.1	2	157	153.9	13.8
DRAGO 9	UI	585	561.6	4	608	583.7	22.1
DRAGO 10	UI	755	717.3	5	799	759.1	41.8
TOTAL		5,289	4,268.6		5,623	4,544.9	276.3

FUENTE: PETROAMAZONAS EP, 2018

ELABORACIÓN: Gaona, 2019

4.2 ANÁLISIS ECONÓMICO

El análisis económico es una herramienta utilizada para poder determinar la viabilidad de un proyecto, además de conocer cuál es el beneficio económico que se puede generar con la implementación del mismo. El aspecto financiero de todo proyecto es una parte indispensable y muy importante al momento de analizar la viabilidad del mismo.

En base a varios indicadores económicos que permiten identificar si es o no viable el proyecto, se tomará como base los ingresos y egresos generados tras el incremento de la producción que resulta del análisis técnico previamente hecho.

4.2.1 MÉTODOS DE VALORACIÓN DE PROYECTOS

Para determinar la puesta en marcha del proyecto y al mismo tiempo indicarnos si es o no rentable, se utilizará los siguientes indicadores financieros:

- Valor actual neto (VAN)
- Tasa interna de retorno (TIR)
- Relación beneficio-costos (B/C)
- Período de recuperación de la inversión (PRI)

El objetivo de realizar el estudio económico al presente proyecto, es con la finalidad de evaluar a los pozos que fueron considerados con mayor oportunidad de optimización desde un punto técnico-económico, para de tal manera determinar la viabilidad de la puesta en práctica del presente proyecto.

La información requerida para la evaluación económica es proporcionada por Petroamazonas EP, la misma que es tomada de los últimos gastos que se realizaron en reacondicionamientos y cambios de bombas.

4.2.1.1 Valor actual neto (VAN)

Es un indicador financiero en términos monetarios que permite realizar el análisis financiero de un proyecto, es decir con el análisis financiero en el presente se puede concluir si el proyecto debe ejecutarse o no.

Para determinar el VAN se calculan los ingresos (por la venta de petróleo) y los egresos (por costos operativos, costos de inversión, etc.), luego se restan estos egresos de los ingresos respectivos y se obtiene el flujo de caja en función del tiempo. Finalmente se llevan estos flujos de caja a la fecha actual descontándolos aplicando la tasa de descuento fijada y de esta manera se obtiene un solo valor.

Para el cálculo del VAN se usa la siguiente fórmula:

$$VAN = -F_o + \frac{F_1}{(1+i)^1} + \frac{F_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+i)^n} \quad (4.1)$$

Donde:

F_o : Inversión inicial.

$F_{1, 2...n}$: Flujos de fondos netos.

i : Tasa de descuento o tasa de interés.

n : Período estudiado.

Los criterios de evaluación en función del VAN son los siguientes:

Si $VAN > 0$, el proyecto es factible.

Si $VAN = 0$, el proyecto es irrelevante puede ejecutarse o no.

Si $VAN < 0$, el proyecto no es posible.

4.2.1.2 Tasa interna de retorno (TIR)

También se lo conoce como tasa de rentabilidad producto de la reinversión de los flujos netos de efectivo. En el cálculo del VAN se fija una tasa de descuento con la cual se descuentan todos los flujos de caja hacia la presente fecha, cada escenario genera un VAN adicional al del caso base que está vinculado directamente a la inversión efectuada, la TIR representa la rentabilidad de los distintos escenarios de inversión, buscando aquella tasa de descuento (TIR) la cual genera un VAN adicional igual a cero.

$$VAN = 0 = -F_o + \frac{F_1}{(1+TIR)^1} + \frac{F_2}{(1+TIR)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+TIR)^n} \quad (4.2)$$

Donde:

F_o : Inversión inicial.

$F_{1, 2...n}$: Flujos de fondos netos.

n : Período estudiado.

Para determinar si el proyecto es viable o no se considera lo siguiente:

Si $TIR > i$, el proyecto es viable.

Si $TIR = i$, el proyecto es irrelevante.

Si $TIR < i$, el proyecto no es viable.

4.2.1.3 Relación Beneficio-Costo (B/C)

Conocido como índice de rendimiento, se obtiene dividiendo el valor presente neto generado por una inversión y el capital invertido (descontado con la tasa de descuento hacia la presente fecha). Es una forma más sencilla de calcular la rentabilidad de un proyecto de inversión e indica cuantos dólares adicionales se generarán por cada dólar. Este indicador de rentabilidad se aplica para la toma de decisiones entre la ventaja de un escenario sobre otro cuando la disponibilidad de capital para invertir es limitada. Para el cálculo de esta relación se lo puede hacer mediante:

$$\frac{B}{C} = \frac{\sum V_p(+)}{\sum V_p(-)} \quad (4.3)$$

Donde:

$V_p(+)$: Valor presente de los ingresos.

$V_p(-)$: Valor presente de los egresos.

El criterio de evaluación de este indicador económico para determinar si un proyecto es o no viable es de la siguiente manera:

Si $B/C > 1$, el proyecto es viable.

Si $B/C = 1$, el proyecto es indiferente.

Si $B/C < 1$, el proyecto no es aplicable.

4.2.1.4 Período de recuperación de la inversión (PRI)

El PRI también conocido como el punto de equilibrio, se define como el tiempo necesario esperado para recuperar la inversión inicial. En este punto, los recibos de efectivo son iguales a los desembolsos de efectivo. Este criterio se usa junto con al menos otra medida de rentabilidad, ya que no proporciona un criterio de decisión significativo por sí mismo.

El PRI se calcula a partir del flujo de efectivo neto mediante dos métodos diferentes. El primer método requiere del flujo de efectivo neto negativo acumulado de cada período (año, mes, día) hasta que este se torne positivo, el PRI vendrá a ser el tiempo acumulado al punto entre el flujo de caja neto negativo y positivo. El segundo método requiere graficar los flujos de caja neto versus el tiempo, el período de recuperación de la inversión es leído en la intersección de la línea de tiempo cuando el flujo de caja neto es cero.

4.3 COSTOS OPERACIONALES

El costo operacional es el valor que representa los trabajos a realizarse con la finalidad de optimizar la producción, en este caso es el cambio de bomba y la variación de frecuencia. Se toma como referencia los costos de operación que Petroamazonas EP reporta de las empresas prestadoras de servicios, costos que se detallan en la tabla 4.2 y que se utilizarán para realizar un estimado del costo operacional a cada pozo.

TABLA 4.2. COSTOS ESTIMADOS PARA CAMBIO DE BOMBA

SERVICIOS Y MATERIALES	COSTOS [USD]
Movilización de la Torre	8,500
Trabajo de la Torre	28,200
Instalación de Conector	3,600
Fluido de Control	16,100
Vacuum	360
Equipo BES	250,000
Arma BES & Spooler	9,700
Pulling BES & Spooler	13,200
Material de Completación	5,700
Slick Line	240
Diésel Rig	650
Contingencias (+/- 20%)	67,250
TOTAL	403,500

FUENTE: PETROAMAZONAS EP, 2018

ELABORACIÓN: Gaona, 2019

4.3.1 INGRESOS

Los ingresos que se generarán en el proyecto son del resultado de la comercialización de petróleo producido. Dado que la unidad de volumen para el petróleo es el barril, los ingresos serán producto de multiplicar la cantidad de barriles producidos mensualmente por el precio proyectado de cada barril.

El precio para el barril Ecuatoriano presenta un precio menor al petróleo WTI (West Texas Intermediate) con el cual se referencia el crudo de nuestro país. Debido a que el crudo del Campo Drago tiene una gravedad API menor a la del crudo referencial WTI, existe la necesidad de aplicar una corrección (disminución) a los precios inicialmente proyectados. A continuación se muestra la fórmula que se aplica para la corrección del precio.

$$P_{Drago}(t) = P_{WTI}(t) - \frac{1.1 \times (\text{°}API_{WTI} - \text{°}API_{Drago})}{100} \times P_{WTI}(t) \quad (4.4)$$

Donde:

$P_{\text{Drago}}(t)$: Precio (corregido) del crudo (Drago) en función del tiempo (USD/bbl).

$P_{\text{WTI}}(t)$: Precio del crudo (WTI) en función del tiempo.

$^{\circ}\text{API}_{\text{WTI}}$: Gravedad $^{\circ}\text{API}$ del crudo referencial WTI (39.6°).

$^{\circ}\text{API}_{\text{Drago}}$: Gravedad $^{\circ}\text{API}$ promedia del petróleo (ponderada) producido de cada escenario del Campo Drago ($27^{\circ} < \text{API} < 31^{\circ}$).

De acuerdo con esta fórmula el precio para el crudo producido del Campo Drago disminuye cuando su gravedad API baja con respecto a la gravedad API del crudo referencia (WTI).

Dado que la producción no se mantiene constante en cada uno de los pozos, significa que estos poseen una declinación en su producción a través del tiempo, es por ello que la declinación mensual es calculada a partir de los informes de producción de cada uno de los pozos y con la ayuda del método de curvas de declinación, y la curva que mejor se ajusta a estos pozos es la declinación exponencial para lo cual se usa la ecuación 4.5. En la tabla 4.3 se detalla el valor de declinación mensual de cada uno de los pozos.

$$q(t) = q_o \times (1 - d_m)^t \quad (4.5)$$

Donde:

$q(t)$: Producción en función del tiempo (BFPD).

q_o = Producción inicial (BFPD).

d_m = Ritmo de declinación mensual.

t = Número de meses.

TABLA 4.3. DECLINACIÓN MENSUAL

Pozo	Declinación mensual
DRAGO 1	5.63
DRAGO 2	1.17
DRAGO 3	1.40
DRAGO 4	3.87
DRAGO 5	2.62
DRAGO 6	1.26
DRAGO 7	2.01
DRAGO 8	1.27
DRAGO 9	2.10
DRAGO 10	5.65

ELABORACIÓN: Gaona, 2019

4.3.2 EGRESOS

Los egresos vienen a ser la suma de los costos de inversión inicial, en este caso son los costos que involucran realizar cambio de bomba, contingencias por daño y costo operacional de producción por cada barril producido que en nuestro caso es de 7.94 USD (Petroamazonas EP, 2019).

La inversión inicial prevista para este proyecto corresponde al costo operacional multiplicado por el número de pozos que requieren hacer el cambio de bomba, que son 3. Es decir, la inversión inicial para el proyecto es de 1'210,500 USD. El costo operativo mensual será el resultado de multiplicar la producción acumulada mensual por 7.94 USD.

Todos los costos utilizados para la evaluación económica fueron suministrados por la empresa Petroamazonas EP. No se incluyen costos asociados a aspectos legales, seguridad, ambiente y comunidades que puedan existir en el futuro, producto de la interacción de las actividades de explotación con el entorno.

4.4 ESCENARIOS DE APLICACIÓN DEL PROYECTO

Como se describió anteriormente, los criterios de evaluación de los indicadores financieros en conjunto determinan la viabilidad y rentabilidad del proyecto, y estos dependen de los precios de la inversión y los precios del crudo que se manejarán hipotéticamente en la aplicación del proyecto.

Para lo cual se han propuesto 3 escenarios, un escenario pesimista cuando exista una disminución en el precio del barril actual, un escenario realista tomando el precio del barril de crudo actual, y un último escenario denominado optimista cuando el precio del barril de crudo perciba un incremento. En la tabla 4.4 se detalla lo antes mencionado.

TABLA 4.4. PRECIOS ESTIMADOS DEL BARRIL DE CRUDO

ESCENARIO	PRECIO WTI (USD/bbl)	PRECIO Drago (USD/bbl)
PESIMISTA	26.05	23.04
REALISTA	68.76	60.82
OPTIMISTA	76.90	68.02

FUENTE: INVESTING.COM, 2019

ELABORACIÓN: Gaona, 2019

4.5 RESUMEN DE LAS CONSIDERACIONES PARA LA EVALUACIÓN ECONÓMICA

A continuación se hace un listado de las consideraciones que se establecieron para realizar la evaluación económica:

- Para la corrección del precio del crudo se tomará como referencia un °API de 26.9° para el petróleo producido de la arena U Inferior y de 39.6° para el WTI.

- Se estima un costo operativo de producción de 7.94 USD por barril de petróleo.
- Se establece un valor de declinación mensual 2.70% para el Campo Drago, para lo cual se considera un período mensual de 30 días.
- El período de análisis del proyecto es 1 año.
- Los costos de operación fueron tomados de pozos intervenidos dentro del Campo Drago por similares trabajos.
- El análisis económico se realizará para tres escenarios, el primero de 26.05 USD para un precio pesimista, posterior un análisis para 68.76 USD precio registrado al 31 de julio del 2017 y finalmente un precio optimista de 76.90 USD.
- Para el efecto de descontar los futuros flujos de caja, se considerará una tasa de descuento anual al 12% y por ende una tasa de actualización mensual de 0.95%, valor representativo de la estructura financiera de Petroamazonas EP (Geoconsult C.S, 2015).

4.6 RESULTADOS DEL ANÁLISIS ECONÓMICO

A partir de las consideraciones mencionadas anteriormente se procedió a calcular los diferentes valores de los indicadores económicos, los cuales darán una visión más clara de la factibilidad y rentabilidad de la inversión asociada al proyecto. Las tablas de los resultados para los tres escenarios se presentan en el ANEXO 3.

En la figura 4.1 se puede observar la gráfica del período de recuperación de la inversión calculada para un precio pesimista de 23.04 USD, el PRI para este escenario es mucho más extenso del año planteado para el análisis. Por lo tanto no es recomendable aplicar este proyecto para el precio establecido mostrando ser un proyecto no viable.

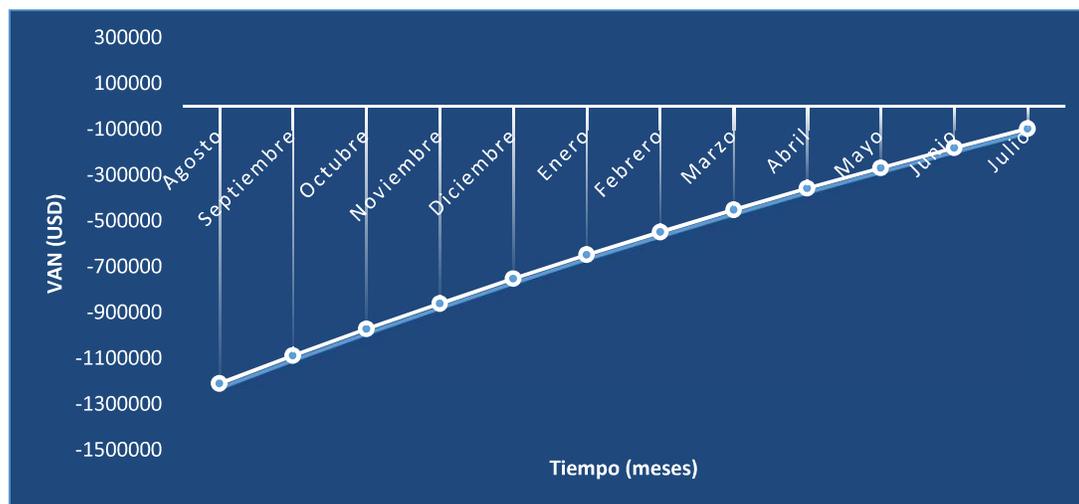


FIGURA 4.1 PERÍODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN A 23.04 USD
Elaboración: Gaona, 2019

En base al precio referencial de barril de petróleo considerado como el caso realista, la figura 4.2 indica que el PRI es un tiempo aproximado de 87 días después de haber iniciado la aplicación del proyecto, convirtiéndose en una propuesta de optimización muy atractiva de ejecutar

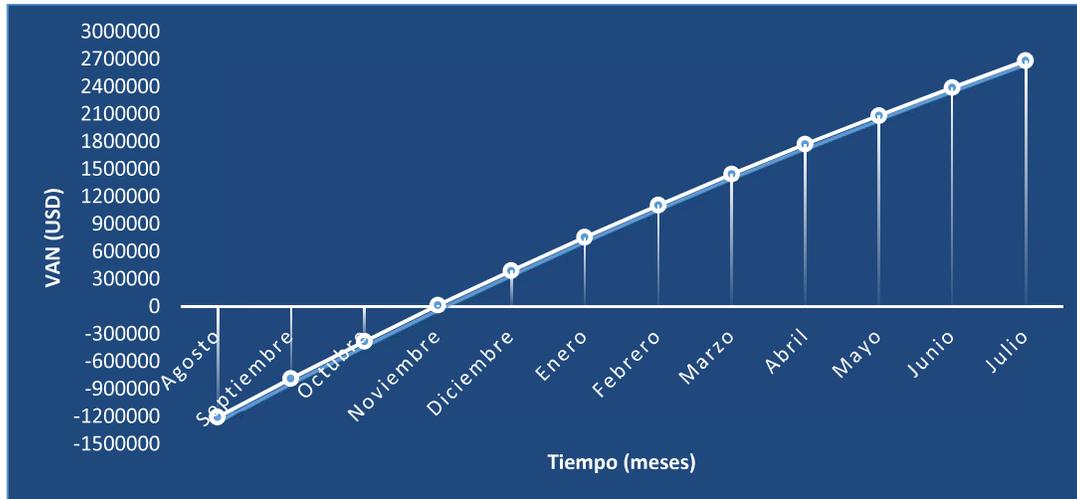


FIGURA 4.2 PERÍODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN A 60.82 USD
Elaboración: Gaona, 2019

En el caso optimista se consideró un precio de 68.02 USD para cada barril de petróleo, obteniendo que el PRI se dará en el lapso de 82 días como se puede observar en la figura 4.3, lo cual son resultados muy positivos en cuanto al aspecto económico.

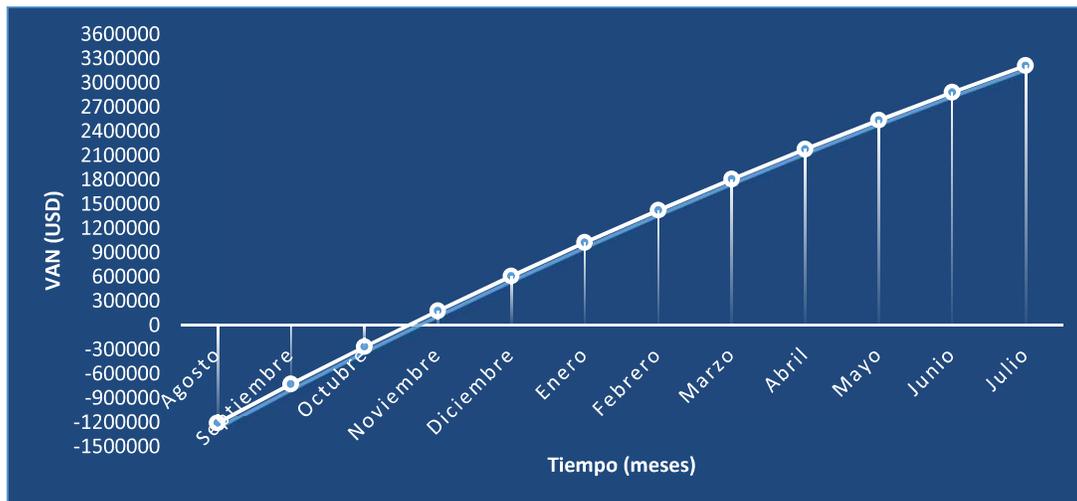


FIGURA 4.3 PERÍODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN A 68.02 USD
Elaboración: Gaona, 2019

4.7 ANÁLISIS DE RESULTADOS

El escenario pesimista planteado muestra resultados muy negativos en cuanto al aspecto económico. El VAN de este escenario es de -99,078 dólares con una TIR de -1%. La relación beneficio-costeo arroja un valor de 0.94, lo que implica tener una ganancia de alrededor de 94 centavos por cada dólar invertido.

Para el caso realista, los resultados son más positivos que para el caso pesimista en cuanto al aspecto económico. El valor actual neto de este caso es de 2'681,684 dólares con una TIR de 31%. La relación beneficio-costeo proporciona un valor de 2.49, lo que implica tener una ganancia de alrededor de 2.49 USD por cada dólar invertido.

Al proyectar la producción de los 10 pozos en un lapso de un año y sus respectivos ingresos para el escenario optimista, se obtiene que el valor actual neto es de 3'211,633 dólares, una TIR igual a 36% y una relación B/C que conlleva a estimar que por cada dólar invertido se recuperará 2.79 USD.

Los resultados indican que el proyecto es muy atractivo de implementar para los escenarios realista y optimista, esto debido a que en ambos escenarios planteados las ganancias son evidentes, además, el PRI se cumple en los tres primeros meses luego de haber efectuado la optimización.

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- La propuesta de optimización planteada, generará un incremento en la tasa de producción neta de petróleo, pasando de 4,268.6 BPPD a 4,544.9 BPPD en los 10 pozos analizados.
- El pozo DRAGO 5 es el único pozo que no tiene una solución para la optimización debido a la baja producción y al daño que presenta.
- Existen pozos que presentan una producción de petróleo con un alto corte de agua, teniendo al pozo DRAGO 4 como el mayor productor de agua.
- El pozo que presenta el mayor incremento de su producción neta de petróleo es el DRAGO 3, de 1,068 BPPD a 1,167.7 BPPD, y es el único pozo que mayor producción de petróleo presenta.
- El algoritmo desarrollado por Kermit Brown tuvo un buen ajuste a las condiciones reales de los pozos, tal es así que presentó un error promedio del +/- 1.5%, teniendo 2.8% como el mayor porcentaje de error y 0.6% el menor porcentaje de error obtenido.
- El porcentaje de error obtenido puede deberse a factores como una incorrecta lectura del caudal y una mala lectura de la altura dinámica en la curva de rendimiento de la bomba.
- El método utilizado para realizar el análisis nodal a los equipos BES es más extenso en comparación al método tradicional, tomando en consideración que en el presente estudio, únicamente se usó para el caso en el cual se bombea líquido y gas.
- Algunas de las bombas instaladas son sobredimensionadas al momento de realizar los diseños, tal es así que a partir del primer mes de haber sido instaladas, se puede observar que empiezan a operar por debajo del punto máximo de operación, ocasionando que disminuya la vida operativa del equipo.
- La mayoría de los problemas de caída de producción de los pozos y de fallas a los equipos BES, se debe a los daños que se le hacen al pozo tras haber realizado alguna operación.
- El sistema de levantamiento por BES es eficiente y confiable. Sin embargo, la mayoría de las fallas ocurridas son prevenibles con un adecuado programa de operación y optimización.

- El presente trabajo prueba de que el método de optimización propuesto por Kermit Brown, es una alternativa para futuros proyectos que busquen la optimización de la producción mediante el bombeo electrosumergible.
- Realizar un buen diseño de los equipos BES, tomando en consideración todos los parámetros del pozo y reservorio, trae ventajas como: incremento de la vida útil en los equipos, reducción de gastos por mantenimiento, disminución del efecto downthrust que en los pozos aquí estudiados es muy frecuente.

5.2 RECOMENDACIONES

- Algunos de los pozos aquí estudiados presentaban un buen potencial de producción pero debido a daños ocasionados a la formación principalmente al controlar el pozo, hacen que la producción disminuya, por lo que se recomienda realizar una limpieza a los punzados.
- Se debe tomar muy en cuenta que en ocasiones los reportes de producción muestran valores de GOR igual a cero, y esto no es correcto, se debe a que la cantidad de gas producido no se mide sino que se realiza un promedio mensual, por lo cual se debe procurar encontrar valores similares de GOR en pozos vecinos.
- Para el diseño de los equipos BES es recomendable hacerlo para comenzar a operar en la zona upthrust, debido a que los cambios en los parámetros y condiciones operativas del pozo terminan alterando el punto inicial de operación de la bomba, y como se vio en este estudio, el punto de operación termina desplazándose hacia la zona downthrust.
- Es conveniente, a la hora de diseñar el equipo BES, tener presente la relación de gas-petróleo que tiene el pozo debido a que valores altos tienden a generar daños, por lo tanto es indispensable instalar un separador de gas.
- Tener presente la caída presión del reservorio, debido a que este parámetro está estrechamente relacionado con la caída de la producción y por ende el punto de operación de las bombas pasarán a la zona downthrust.
- Para el cálculo de la presión de descarga es recomendable utilizar programas que brinden las debidas garantías, ya que brindan valores más precisos que aquellos que se pueden encontrar mediante gráficas de gradientes de presión u algún otro método no confiable.
- Es importante corroborar de todas las maneras posibles la información proporcionada por las empresas, caso contrario los cálculos no se ajustarán al estado real del pozo y el algoritmo desarrollado no servirá de ninguna manera.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Abarca, A., Pernalette, M., & Pernía, A. (2016). Compendio Producción de Hidrocarburos II. Maracaibo, Venezuela.
2. Arismendi, J. (2007). Optimización utilizando modelaje del bombeo electrosumergible. Caracas, Venezuela.
3. Baby, P., Rivadeneira, M., & Barragán, R. (2014). La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo (3ra ed.). Quito: "Travaux de l'Institut Français d'Études Andines".
4. Baker Hughes. (2002). Catálogo Centrilift.
5. Bradley, H., Gipson, F., Odeh, A., Sizer, P., Mortada, M., Raymer, L., & Smith, G. (1992). Petroleum Engineering Handbook. Richardson, TX, U.S.A: Society of Petroleum Engineers.
6. Brown, K. E. (1984). The Technology of Artificial Lift Methods (Vol. 4 Production Optimization of Oil and Gas Well by Nodal Systems Analysis). Tulsa, Oklahoma: PennWell.
7. Cisneros Zurita, S. (Septiembre de 2017). Determinación de la Influencia del Fluido de Control para Minimizar Daños de Formación Según su Concentración en Trabajos de Completación y Reacondicionamiento en los Campos del Activo Shushufindi . Quito, Ecuador.
8. Escalante, S. (2015). Bombeo Electrosumergible (BES). Venezuela.
9. Geoconsult C.S. (2015). Prestación del servicio de construcción de los modelos de simulación matemática de yacimientos, modelo estático de los reservorios (BT, U, T, HS) y recuperación mejorada para los campos Drago, Drago Norte y Drago Este de Petroamazonas EP. Quito, Petroamazonas EP.
10. Investing.com. (31 de Enero de 2019). Futuros petróleo crudo WTI - Mar 19 (CLH9). <https://m.es.investing.com/commodities/crude-oil-advanced-chart>
11. Peláez, K. (2009). Análisis de viabilidad del Campo Drago de Petroproducción en el oriente ecuatoriano. Quito.
12. Petroamazonas. (11 de Julio de 2018). Reporte de Producción. Quito.
13. Petroamazonas EP. (2015). Justificativo Técnico Final Activo Shushufindi. Quito.
14. Petroamazonas EP. (2017). Ronda Campos Menores 2017.
15. Petroamazonas EP. (2019). PETROAMAZONAS EP. <https://www.petroamazonas.gob.ec/?p=9442>

16. Ramírez, M. (2004). Bombeo Electrosomergible: Análisis, Diseño, Optimización y Trouble Shooting. ESP Oil Engineering Consultants, 1.
17. REDA. (2011). ESP Components Pumps Booklet. En REDA Electric Submersible Pump Technology Catalog (pág. 90).
18. Rivero, J. L. (2007). Análisis Nodal y Explotación de Petróleo
19. Secretaría de Hidrocarburos. (2017). Mapa de Bloques Petroleros. Quito, Ecuador.
20. Secretaría de Hidrocarburos. (2018). Campos del Bloque 57. Quito, Ecuador.
21. von Flatern, R. (2015). SLB. https://www.slb.com/-/media/Files/resources/oilfield_review/defining-series-spanish/Defining_ESP_Sep_2015.pdf?la=en&hash=FC45B0FA7DBED244E87783D7A8F330655752063B

GLOSARIO

Abrasión: Desgaste de una superficie debido a la fricción, ocasionada por materiales extraños o partículas metálicas presentes en el lubricante.

Bioturbación: Es la alteración de un sedimento por la acción de los seres vivos que viven en él.

Campo: Área geográfica bien delimitada en la que un número de pozos de petróleo y gas producen de una misma reserva probada.

Cavitación: Fenómeno provocado cuando el líquido bombeado se vaporiza dentro del tubo de succión o de la bomba misma.

Conificación: Es el cambio producido en los perfiles de los contactos agua/petróleo o gas/petróleo como resultado de las caídas de presión durante la producción.

Corrosión: Es una reacción química producto de la unión del metal con el oxígeno.

Cuenca: Receptáculo donde se deposita una columna sedimentaria, y que comparte en varios niveles estratigráficos una historia tectónica común.

Downthrust: Zona dentro de la curva de rendimiento que indica que la bomba está levantando menor fluido de la que fue diseñada y construida.

Estuario: Área costera semicerrada donde las aguas dulces de los ríos se mezclan con las del mar, es un lugar que está expuesto a muchos cambios y alteraciones.

Lutáceas: Hace referencia a rocas o sedimentos formados por más de un 50% de clastos de tamaño inferior a 0.063 mm.

Micáceo: Se refiere a que puede contener o está contenido del compuesto mineral de la mica, químicamente es una clase de silicato de magnesio, alúmina, Ca y Fe.

Movimiento transcurrente: Movimiento de las placas en forma paralelo y de sentido contrario.

Parasecuencias: Sucesión de capas o estratos genéticamente relacionados delimitados por superficies de inundación marina. Por genéticamente relacionadas, se entiende que el orden en el que se presenta una facie es predecible.

Periclinal: Término aplicado colectivamente a domos y cuencas.

Play: Conjunto de campos y/o prospectos en determinada región, que están controlados por las mismas características geológicas generales.

Pozo exploratorio: Es el primer pozo en ser perforado en un proyecto, con el objetivo de determinar la presencia de hidrocarburos.

Pozos de avanzada: Pozo perforado con la finalidad de establecer los límites del yacimiento luego de haber comprobado la existencia de hidrocarburos.

Pozos de desarrollo: Pozo perforado y terminado en zona probada de un campo, para la producción de petróleo crudo y/o gas.

Pulling BES: Es la actividad que se realiza en un pozo con sistema BES con la finalidad de remover el equipo de fondo y su reemplazo cuando es necesario.

Reserva: Es la porción factible de recuperar del volumen total de hidrocarburos existentes en las rocas del subsuelo.

Segregar: Separar una cosa de otra de la que forma parte para que siga existiendo con independencia.

Shoreface: Refiere a zonas litorales constituidas por materiales consolidados y no consolidados para denominar a la zona de transición entre el interlitoral y la plataforma continental.

Squeeze: Conocido como cementación secundaria, es el proceso de forzar una lechada de cemento dentro de hoyos en el revestidor y cavidades detrás de éste.

Upthrust: Zona dentro de la curva de rendimiento que indica que la bomba está levantando mayor fluido de la que fue diseñada y construida.

Workover: Trabajo de mantenimiento realizado al pozo en producción con el objetivo de compensar la declinación de sus niveles productivos y/o incrementales.

Yacimiento: Unidad del subsuelo constituida por roca permeable que contiene petróleo, gas y agua, las cuales conforman un solo sistema.

ANEXOS

ANEXO No 1

**EJEMPLO DE CÁLCULO UTILIZANDO EL METÓDO DE
KERMIT BROWN**

DATOS DEL POZO

q_t [BFPD]	63	3 Bombas	D1050N
BSW [%]	5	Serie	400
GOR [scf/STB]	310	Frecuencia [Hz]	46.8
GLR [scf/STB]	294.5	Etapas	126/126/126
API	27.1	Voltaje [Volts]	380
γ_o	0.892	Amperaje [Amp]	22
γ_g	1.191	Motor	MAXIMUS 456 180/2519/46.6
γ_w	1.008	OD Tubing [in]	3 ½
P_{wh} [psig]	60	ID Tubing [in]	2.992
PIP_{actual} [psig]	345	OD Casing [in]	7
P_{wfactual} [psig]	641	ID Casing [in]	6.276
P_b [psig]	1,328	Descarga de la Bomba [ft]	9,423
P_r [psig]	1,400	Asentamiento de la Bomba [ft]	9,496
T_{wh} [°F]	262	Asentamiento del Motor [ft]	9,537
T_m [°F]	365	Tope Arena [ft]	10,297
T_r [°F]	212	Base Arena [ft]	10,370
GIP [%]	84	Espesor Neto [ft]	45

FUENTE: PETROAMAZONAS EP, 2018

Cálculos previos

$$\rho_{fsc} = 336.78 \text{ lbm} / \text{STB}$$

$$A = 2.40$$

$$\Delta P_3 = 100 \text{ psi (asumido)}$$

PRESIONES DE DESCARGA PARA DIFERENTES CAUDALES

q _t [BFPD]	P ₃ [psig]
20	2,800.3
40	2,408.4
60	2,191.2
80	2,018.8
100	1,904.9

CÁLCULO DE NÚMERO DE ETAPAS PARA 20 BFPD

i	P _{3,i}	P _{3,i prom}	VF _{iprom}	V _{iprom}	h _{iprom}	St _i
1	2,800.3	-	-	-	-	-
2	2,700.3	2,750.3	1.36	27	20.70	16
3	2,600.3	2,650.3	1.36	27	20.70	32
4	2,500.3	2,550.3	1.37	27	20.70	47
5	2,400.3	2,450.3	1.37	27	20.70	63
6	2,300.3	2,350.3	1.37	27	20.70	79
7	2,200.3	2,250.3	1.37	27	20.70	95
8	2,100.3	2,150.3	1.38	28	20.70	111
9	2,000.3	2,050.3	1.38	28	20.70	127
10	1,900.3	1,950.3	1.39	28	20.70	143
11	1,800.3	1,850.3	1.40	28	20.70	159
12	1,700.3	1,750.3	1.40	28	20.70	176
13	1,600.3	1,650.3	1.41	28	20.70	192
14	1,500.3	1,550.3	1.42	28	20.70	209
15	1,400.3	1,450.3	1.43	29	20.70	225
16	1,300.3	1,350.3	1.44	29	20.70	242
17	1,200.3	1,250.3	1.48	30	20.70	259
18	1,100.3	1,150.3	1.54	31	20.70	277
19	1,000.3	1,050.3	1.60	32	20.70	296
20	900.3	950.3	1.69	34	20.70	315
21	800.3	850.3	1.80	36	20.70	336
22	700.3	750.3	1.95	39	20.70	359
23	600.3	650.3	2.15	43	20.70	384

CÁLCULO DE NÚMERO DE ETAPAS PARA 40 BFPD

i	P _{3,i}	P _{3,i prom}	VF _{iprom}	V _{iprom}	h _{iprom}	St _i
1	2,408.4	-	-	-	-	-
2	2,308.4	2,358.4	1.37	55	20.70	16
3	2,208.4	2,258.4	1.37	55	20.70	32
4	2,108.4	2,158.4	1.38	55	20.70	48
5	2,008.4	2,058.4	1.38	55	20.70	64
6	1,908.4	1,958.4	1.39	56	20.70	80
7	1,808.4	1,858.4	1.39	56	20.70	96
8	1,708.4	1,758.4	1.40	56	20.70	112
9	1,608.4	1,658.4	1.41	56	20.70	129
10	1,508.4	1,558.4	1.42	57	20.70	145
11	1,408.4	1,458.4	1.43	57	20.70	162
12	1,308.4	1,358.4	1.44	58	20.70	179
13	1,208.4	1,258.4	1.48	59	20.70	196
14	1,108.4	1,158.4	1.53	61	20.70	213
15	1,008.4	1,058.4	1.60	64	20.70	232
16	908.4	958.4	1.68	67	20.70	252
17	808.4	858.4	1.79	72	20.69	272
18	708.4	758.4	1.94	78	20.69	295
19	608.4	658.4	2.13	85	20.68	320
20	508.4	558.4	2.41	96	20.66	348
21	408.4	458.4	2.80	112	20.62	380

CÁLCULO DE NÚMERO DE ETAPAS PARA 60 BFPD

i	P _{3,i}	P _{3,i prom}	VF _{iprom}	V _{iprom}	h _{iprom}	St _i
1	2,191.2	-	-	-	-	-
2	2,091.2	2,141.2	1.38	83	20.68	16
3	1,991.2	2,041.2	1.38	83	20.68	32
4	1,891.2	1,941.2	1.39	83	20.68	48
5	1,791.2	1,841.2	1.40	84	20.68	64
6	1,691.2	1,741.2	1.40	84	20.68	81
7	1,591.2	1,641.2	1.41	85	20.68	97
8	1,491.2	1,541.2	1.42	85	20.68	114
9	1,391.2	1,441.2	1.43	86	20.68	130
10	1,291.2	1,341.2	1.45	87	20.67	147
11	1,191.2	1,241.2	1.49	89	20.67	164
12	1,091.2	1,141.2	1.54	93	20.66	182
13	991.2	1,041.2	1.61	97	20.66	201
14	891.2	941.2	1.70	102	20.64	221
15	791.2	841.2	1.82	109	20.62	242
16	691.2	741.2	1.97	118	20.61	265
17	591.2	641.2	2.17	130	20.58	290
18	491.2	541.2	2.46	148	20.54	319
19	391.2	441.2	2.89	173	20.42	353
20	291.2	341.2	3.58	215	20.36	395

CÁLCULO DE NÚMERO DE ETAPAS PARA 80 BFPD

i	P _{3,i}	P _{3,i prom}	VF _{iprom}	V _{iprom}	h _{iprom}	St _i
1	2,018.8	-	-	-	-	-
2	1,918.8	1,968.8	1.39	111	20.62	16
3	1,818.8	1,868.8	1.39	112	20.62	32
4	1,718.8	1,768.8	1.40	112	20.62	49
5	1,618.8	1,668.8	1.41	113	20.62	65
6	1,518.8	1,568.8	1.42	114	20.62	82
7	1,418.8	1,468.8	1.43	114	20.62	98
8	1,318.8	1,368.8	1.44	116	20.61	115
9	1,218.8	1,268.8	1.48	118	20.61	132
10	1,118.8	1,168.8	1.53	122	20.60	150
11	1,018.8	1,068.8	1.59	127	20.59	169
12	918.8	968.8	1.67	134	20.57	188
13	818.8	868.8	1.78	142	20.55	209
14	718.8	768.8	1.92	154	20.51	231
15	618.8	668.8	2.11	169	20.43	256
16	518.8	568.8	2.37	190	20.37	284
17	418.8	468.8	2.75	220	20.34	317
18	318.8	368.8	3.35	268	19.82	357
19	218.8	268.8	4.40	352	19.26	412

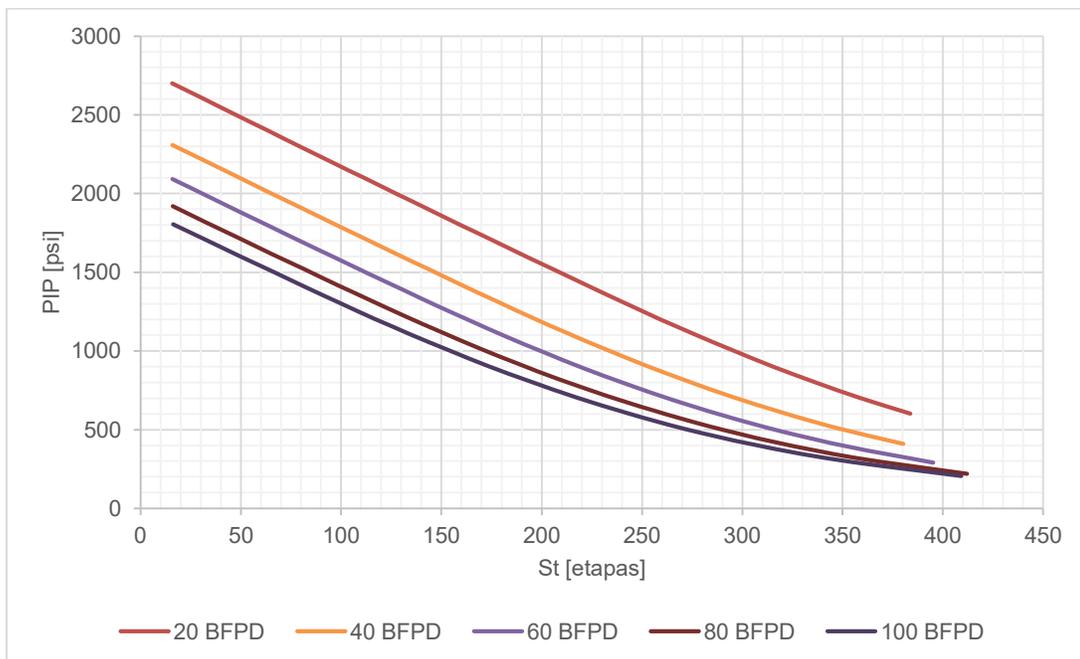
CÁLCULO DE NÚMERO DE ETAPAS PARA 100 BFPD

i	$P_{3,i}$	$P_{3,i,prom}$	VF_{iprom}	V_{iprom}	h_{iprom}	St_i
1	1,904.9	-	-	-	-	-
2	1,804.9	1,854.9	1.40	140	20.56	16
3	1,704.9	1,754.9	1.40	140	20.56	33
4	1,604.9	1,654.9	1.41	141	20.56	49
5	1,504.9	1,554.9	1.42	142	20.55	66
6	1,404.9	1,454.9	1.43	143	20.55	82
7	1,304.9	1,354.9	1.44	144	20.55	99
8	1,204.9	1,254.9	1.48	148	20.54	117
9	1,104.9	1,154.9	1.53	153	20.52	135
10	1,004.9	1,054.9	1.60	160	20.49	153
11	904.9	954.9	1.69	169	20.43	173
12	804.9	854.9	1.80	180	20.38	194
13	704.9	754.9	1.94	194	20.37	217
14	604.9	654.9	2.14	214	20.36	242
15	504.9	554.9	2.42	242	20.23	271
16	404.9	454.9	1.82	182	19.76	305
17	304.9	354.9	3.46	346	19.34	348
18	204.9	254.9	4.61	461	18.20	409

PRESIÓN INTAKE PARA LAS 378 ETAPAS DE LA BOMBA

q_{sc} [BFPD]	PIP [psig]
20	623
40	415
60	332
80	281
100	256

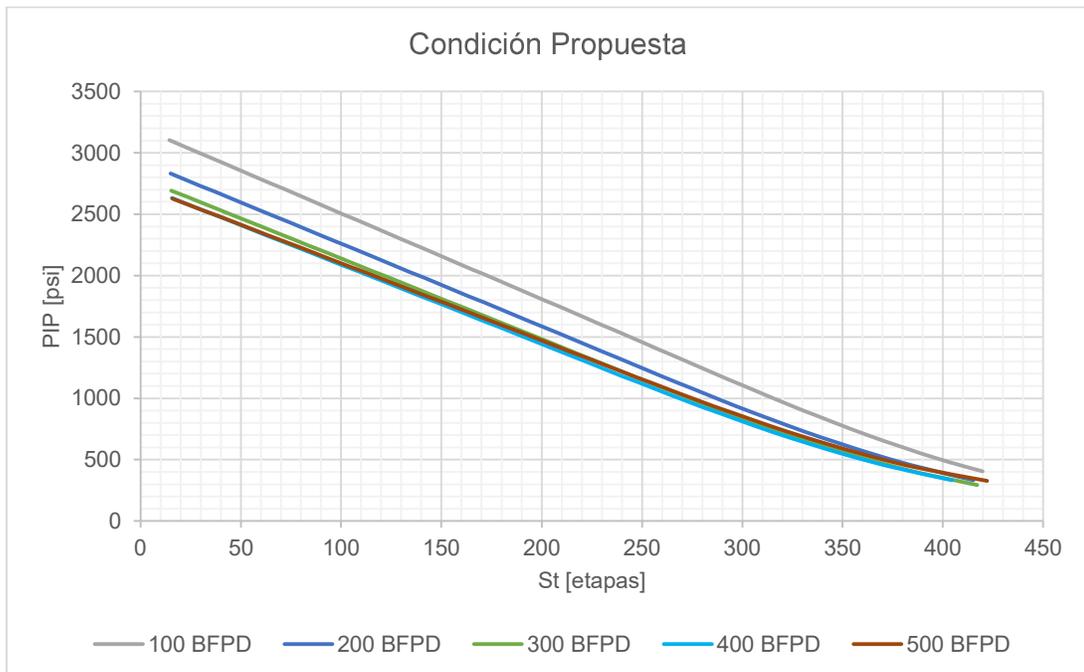
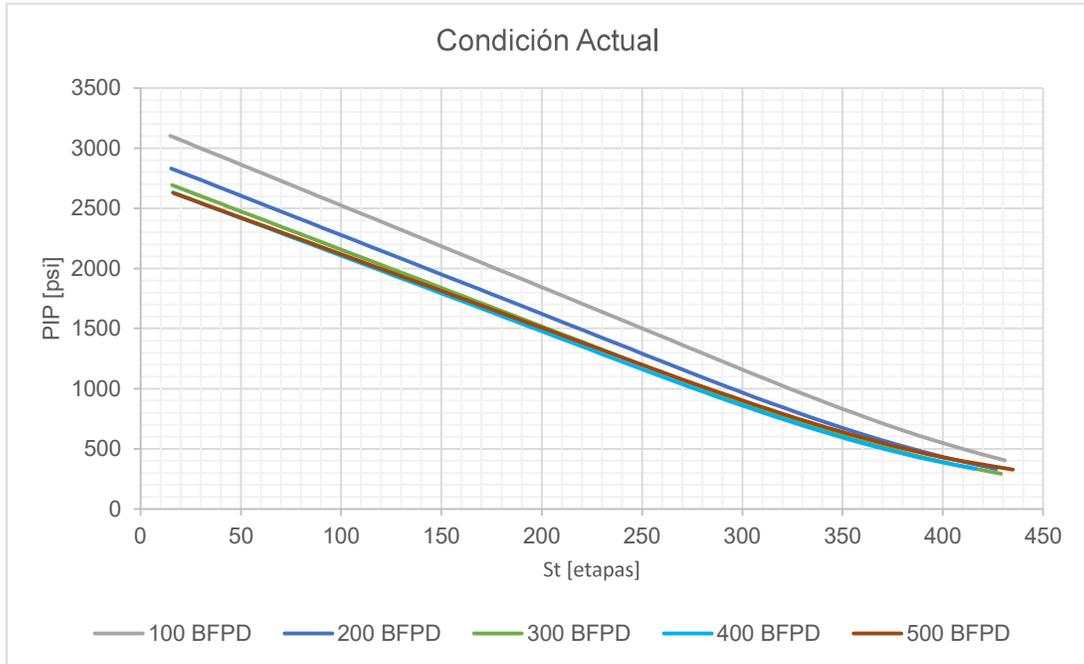
PRESIÓN INTAKE PARA CADA NÚMERO DE ETAPAS



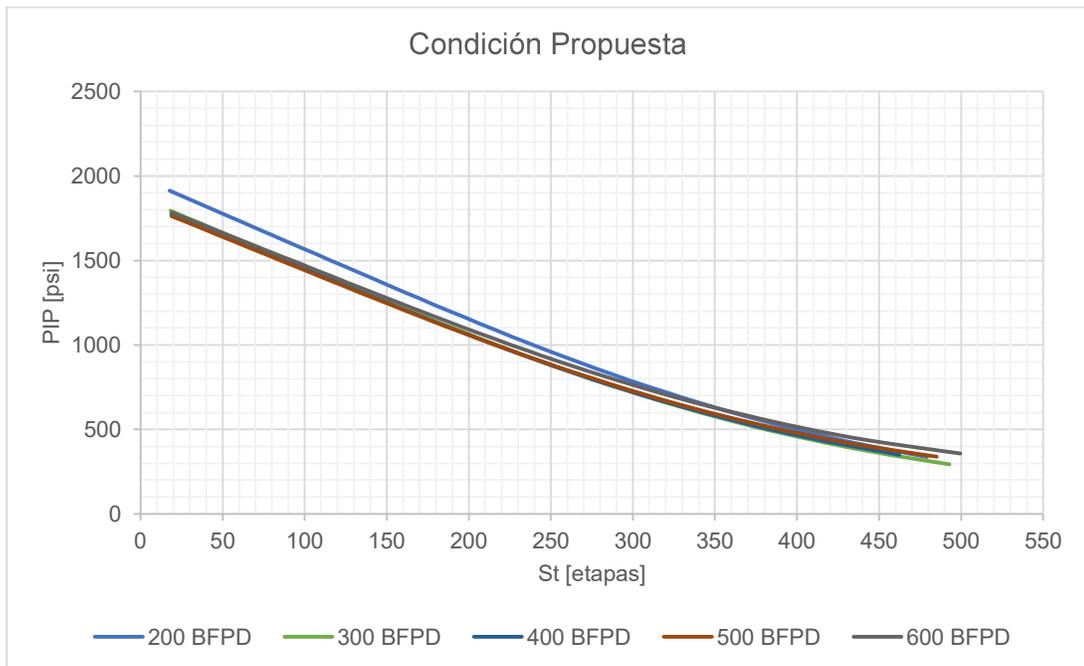
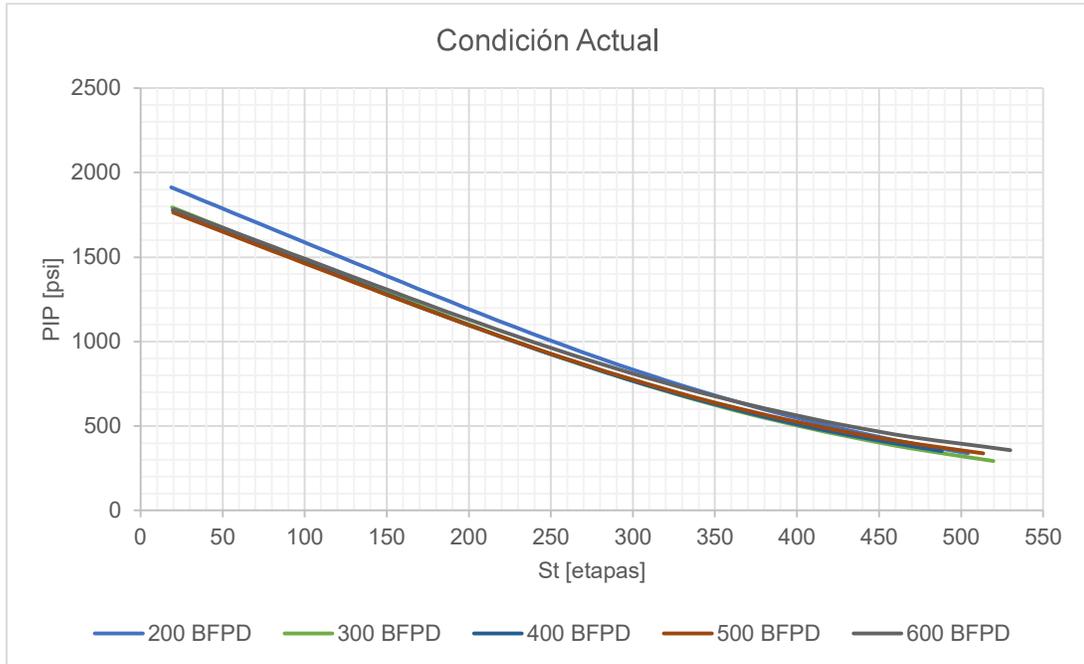
ANEXO No 2

**GRÁFICOS DE PRESIÓN DE ADMISIÓN VERSUS EL
NÚMERO DE ETAPAS PARA LOS POZOS
CONSIDERADOS**

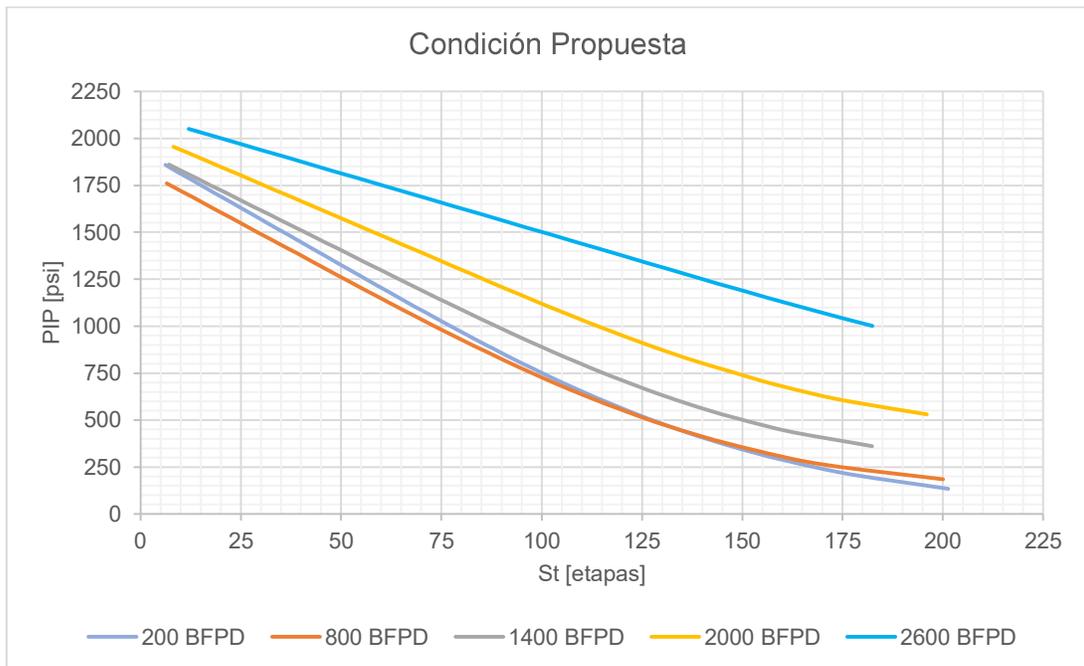
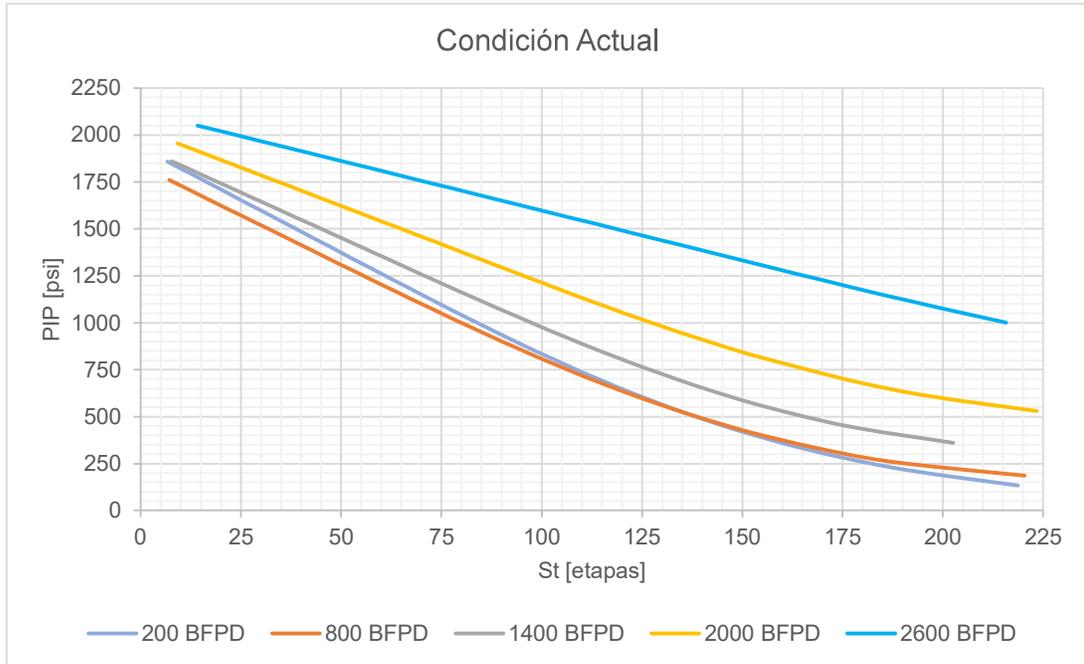
RESULTADOS PARA EL POZO DRAGO 1



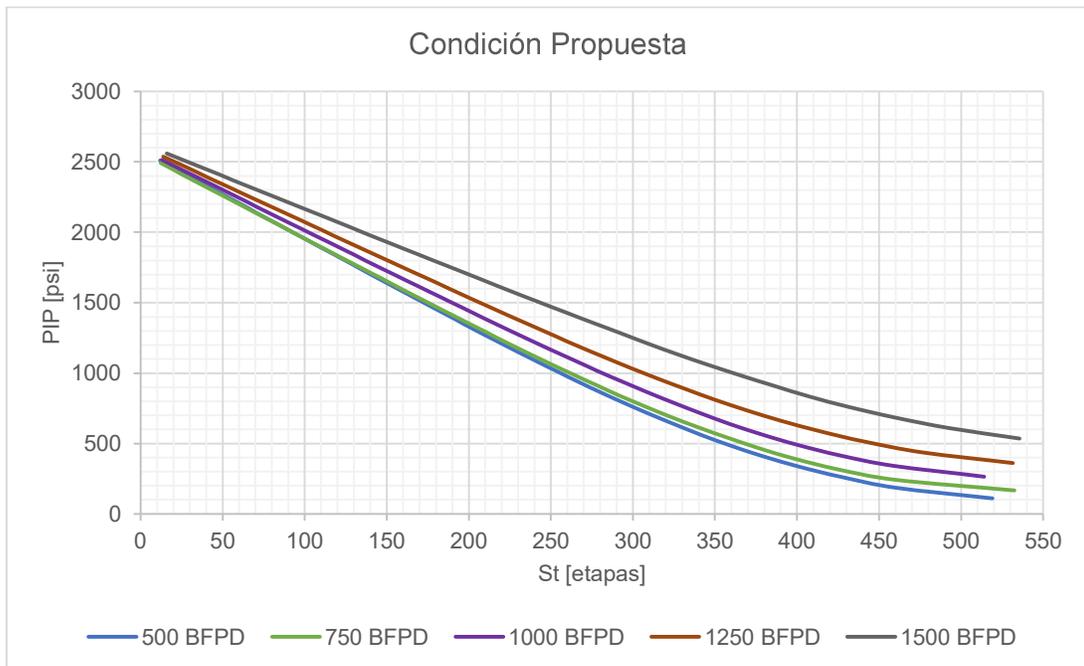
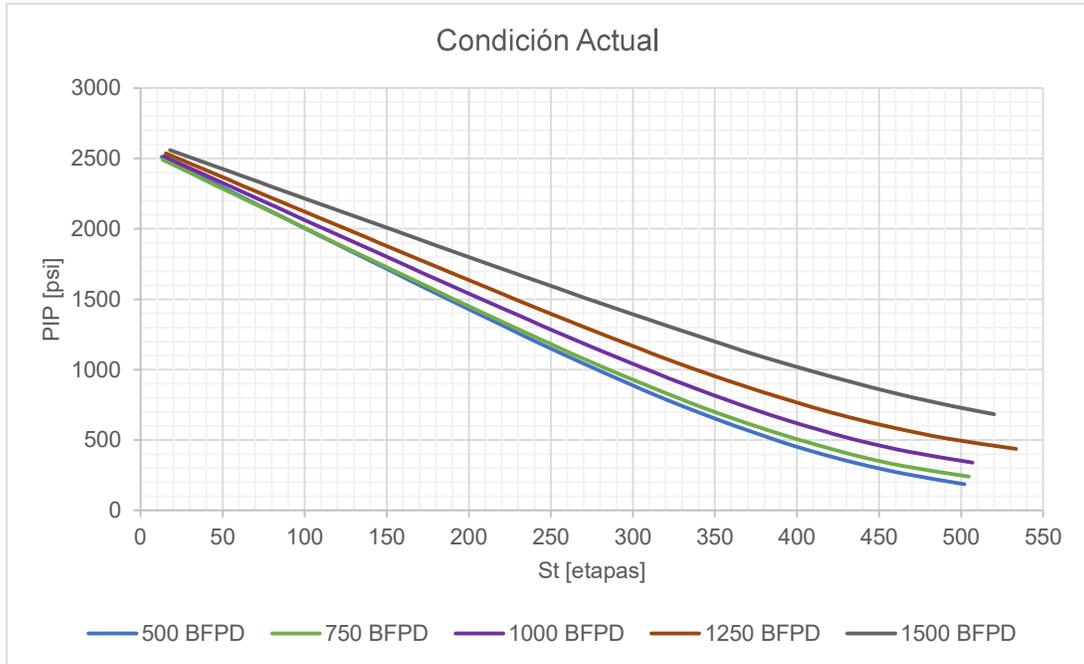
RESULTADOS PARA EL POZO DRAGO 2



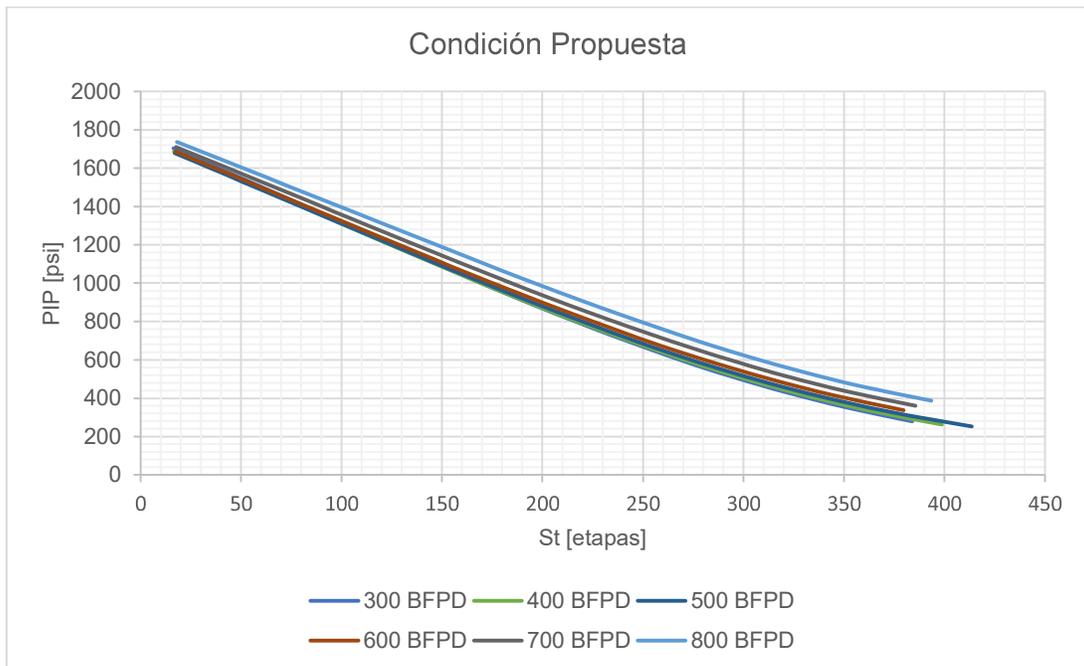
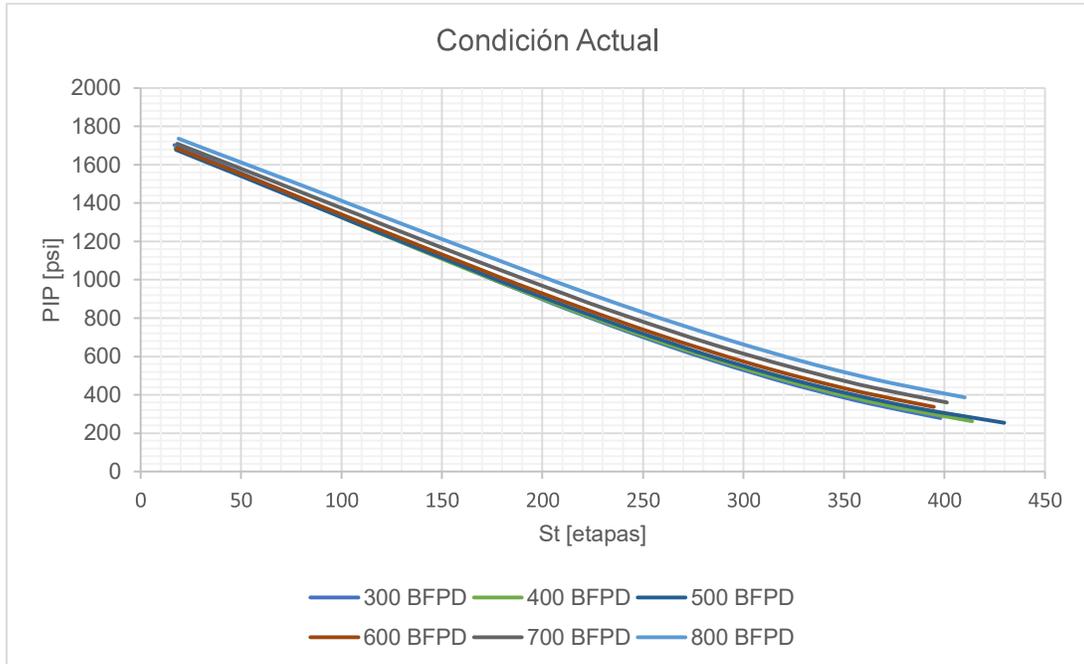
RESULTADOS PARA EL POZO DRAGO 3



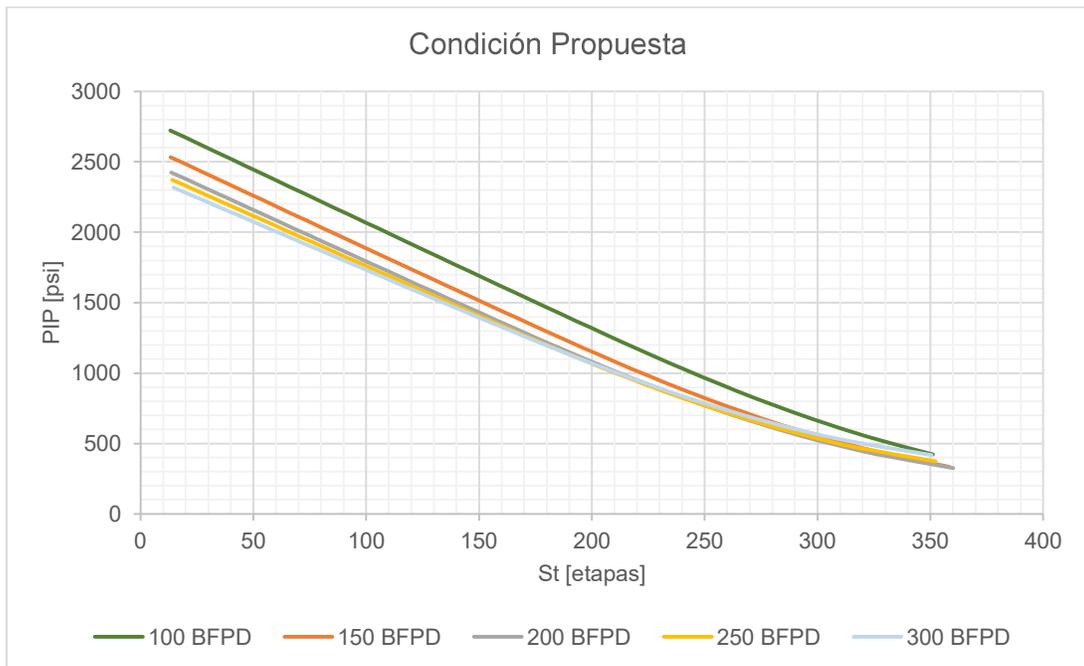
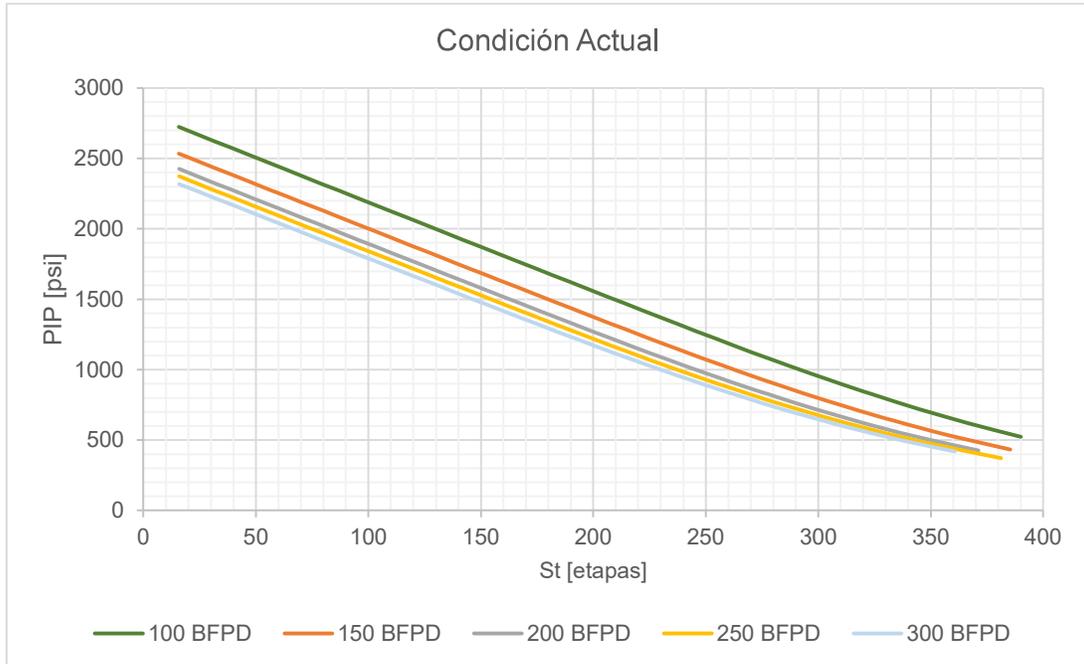
RESULTADOS PARA EL POZO DRAGO 4



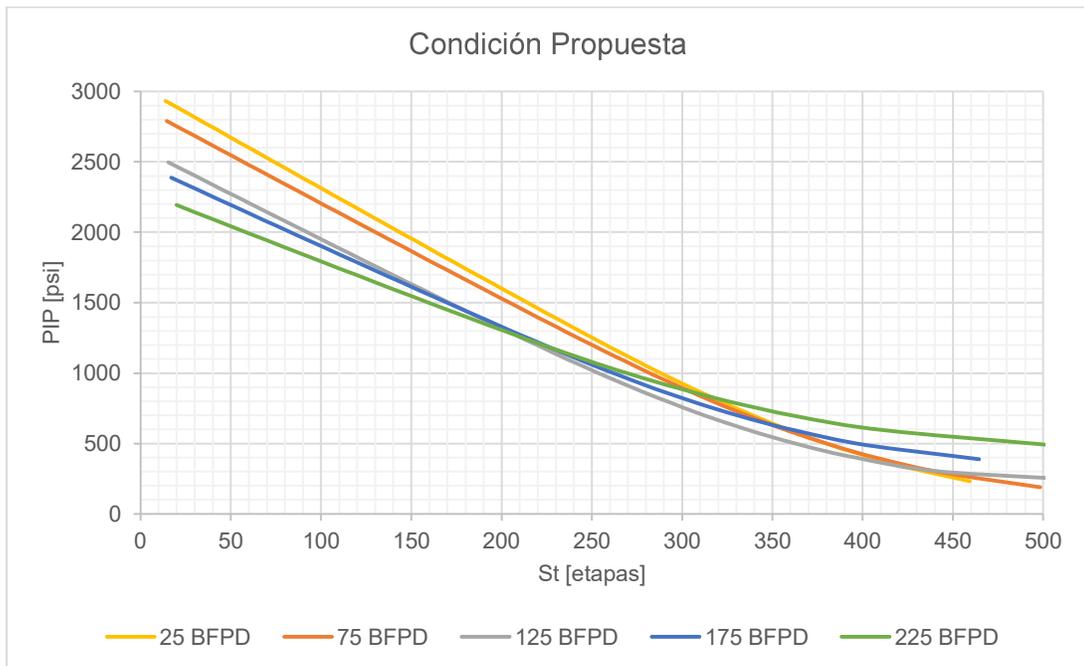
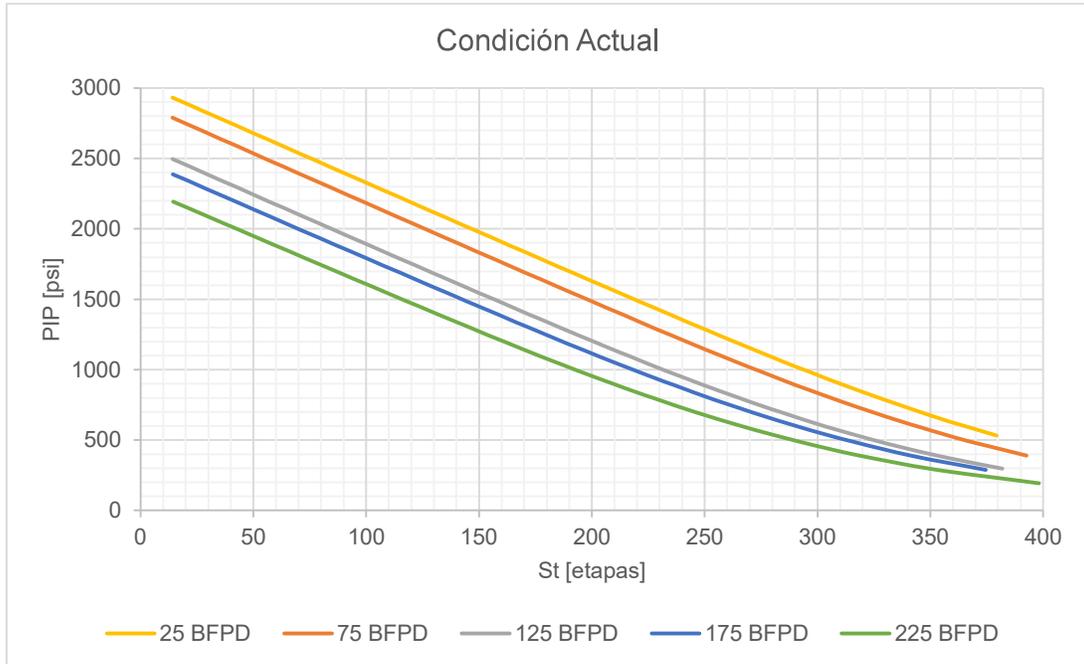
RESULTADOS PARA EL POZO DRAGO 6



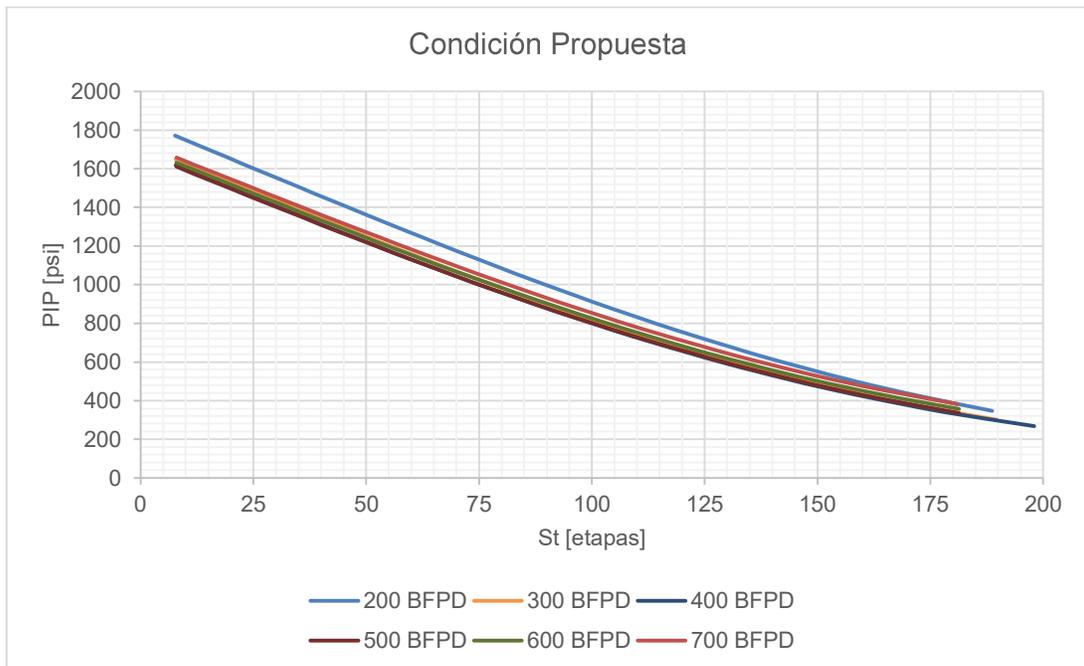
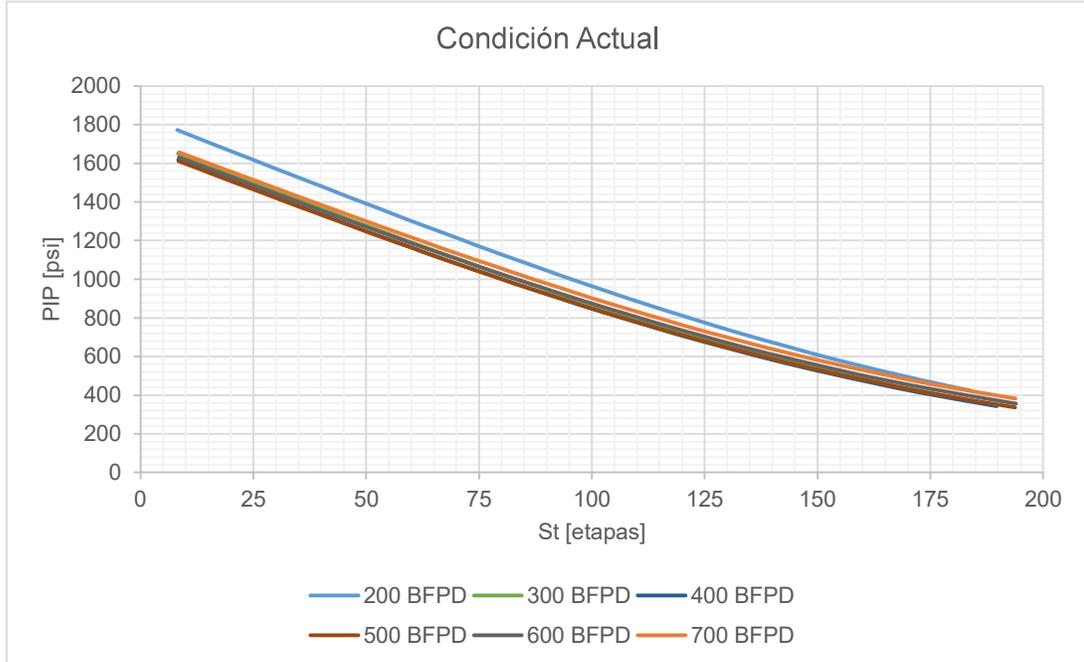
RESULTADOS PARA EL POZO DRAGO 7



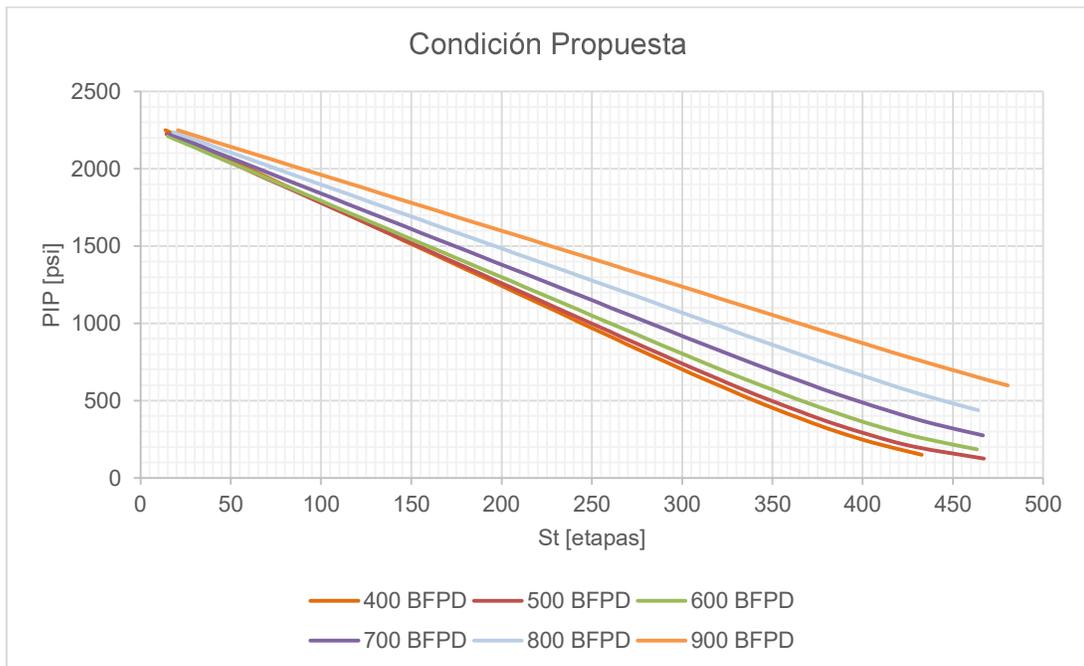
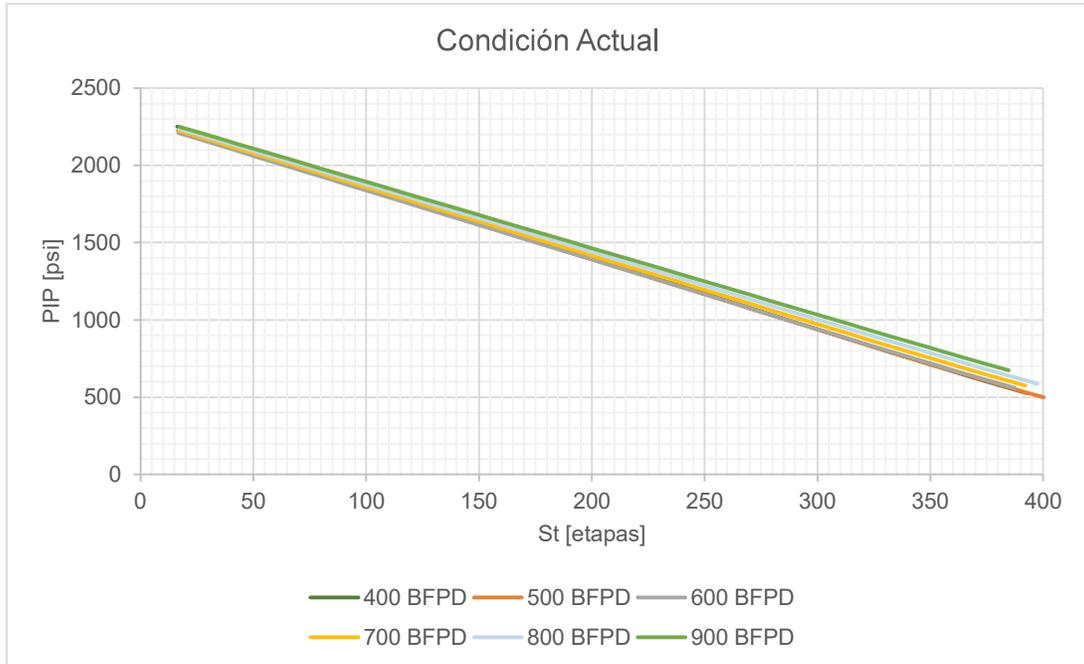
RESULTADOS PARA EL POZO DRAGO 8



RESULTADOS PARA EL POZO DRAGO 9



RESULTADOS PARA EL POZO DRAGO 10



ANEXO No 3

**TABLAS DE RESULTADOS DEL ANÁLISIS ECONÓMICO
PARA LOS ESCENARIOS PESIMISTA, REALISTA Y
OPTIMISTA**

RESULTADOS PARA UN ESCENARIO PESIMISTA

Mes	Período	Producción Acumulada (bbl/mes)	Depletación (bbl/mes)	Ingresos actualizados (USD)	Egresos actualizados (USD)	Flujo de caja actualizados (USD)
Agosto	0	0.0	0.0	0.0	1'210,500.0	-1'210,500.0
Septiembre	1	8,065.2	0,0	185,822.1	64,037.7	-1'089,860.3
Octubre	2	7,847.4	217.8	180,804.9	62,308.6	-973,581.1
Noviembre	3	7,635.6	211.9	175,923.2	60,626.3	-861,505.0
Diciembre	4	7,429.4	206.2	171,173.3	58,989.4	-753,480.0
Enero	5	7,228.8	200.6	166,551.6	57,396.7	-649,359.6
Febrero	6	7,033.6	195.2	162,054.7	55,847.0	-549,002.7
Marzo	7	6,843.7	189.9	157,679.2	54,339.1	-452,273.3
Abril	8	6,658.9	184.8	153,421.9	52,872.0	-359,040.3
Mayo	9	6,479.1	179.8	149,279.5	51,444.4	-269,177.2
Junio	10	6,304.2	174.9	145,249.0	50,055.4	-182,562.4
Julio	11	6,134.0	170.2	141,327.2	48,703.9	-99,078.3
COSTO IMPLEMENTACIÓN				1'210,500.0		USD
VALOR ACTUAL NETO				-99,078.25		USD
TASA INTERNA DE RETORNO				-1		%
RELACIÓN BENEFICIO-COSTO				0.94		

RESULTADOS PARA UN ESCENARIO REALISTA

Mes	Período	Producción Acumulada (bbl/mes)	Depletación (bbl/mes)	Ingresos actualizados (USD)	Egresos actualizados (USD)	Flujo de caja actualizados (USD)
Agosto	0	0.0	0.0	0.0	1'210,500.0	-1'210,500.0
Septiembre	1	8,065.2	0.0	490,525.3	64,037.7	-788,021.2
Octubre	2	7,847.4	217.8	477,281.1	62,308.6	-380,813.2
Noviembre	3	7,635.6	211.9	464,394.5	60,626.3	116,75.9
Diciembre	4	7,429.4	206.2	451,855.9	58,989.4	389,978.1
Enero	5	7,228.8	200.6	439,655.7	57,396.7	754,606.4
Febrero	6	7,033.6	195.2	427,785.0	55,847.0	1'106,054.8
Marzo	7	6,843.7	189.9	416,234.8	54,339.1	1'444,799.8
Abril	8	6,658.9	184.8	404,996.5	52,872.0	1'771,300.7
Mayo	9	6,479.1	179.8	394,061.6	51,444.4	2'085,999.9
Junio	10	6,304.2	174.9	383,421.9	50,055.4	2'389,324.0
Julio	11	6,134.0	170.2	373,069.5	48,703.9	2'681,684.2
COSTO IMPLEMENTACIÓN				1'210,500.0		USD
VALOR ACTUAL NETO				2'681,684.2		USD
TASA INTERNA DE RETORNO				31		%
RELACIÓN BENEFICIO-COSTO				2.49		

RESULTADOS PARA UN ESCENARIO OPTIMISTA

Mes	Período	Producción Acumulada (bbl/mes)	Depletación (bbl/mes)	Ingresos actualizados (USD)	Egresos actualizados (USD)	Flujo de caja actualizados (USD)
Agosto	0	0.0	0.0	0.0	1'210,500.0	-1'210,500.0
Septiembre	1	8,065.2	0.0	548,594.7	64,037.7	-730,497.6
Octubre	2	7,847.4	217.8	533,782.6	62,308.6	-267,845.3
Noviembre	3	7,635.6	211.9	519,370.5	60,626.3	178,084.1
Diciembre	4	7,429.4	206.2	505,347.5	58,989.4	607,895.0
Enero	5	7,228.8	200.6	491,703.1	57,396.7	1'022,170.0
Febrero	6	7,033.6	195.2	478,427.1	55,847.0	1'421,470.7
Marzo	7	6,843.7	189.9	465,509.6	54,339.1	1'806,338.4
Abril	8	6,658.9	184.8	452,940.8	52,872.0	2'177,294.7
Mayo	9	6,479.1	179.8	440,711.4	51,444.4	2'534,842.5
Junio	10	6,304.2	174.9	428,812.2	50,055.4	2'879,466.5
Julio	11	6,134.0	170.2	417,234.3	48,703.9	3'211,633.7
COSTO IMPLEMENTACIÓN				1'210,500.0		USD
VALOR ACTUAL NETO				3'211,633.7		USD
TASA INTERNA DE RETORNO				36		%
RELACIÓN BENEFICIO-COSTO				2.79		